

UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA
DE RESERVATÓRIOS

UTILIZAÇÃO DE SIMULADOR NUMÉRICO NA ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA DE PETRÓLEO

JOÃO DE DEUS SOUTO FILHO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Este exemplar corresponde a
redação final da dissertação
por João de Deus Souto Filho
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 18/12/94



ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZEMBRO - 1994

So89u

23661/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIDADE BC
 N.º CHAMADA: UNICAMP
89.12
 V. Ex
 TOMBO BC/ 23661
 PRODC. 433195
 C ☐ D ☒
 PREÇO R\$ 11,00
 DATA 21/02/95
 AL. CDD

CM-00065500-5

So86u

Souto Filho, João de Deus

Utilização de simulador numérico na análise do processo de migração secundária de petróleo. Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Instituto de Geociências. Área de Geologia do Petróleo, 1994.

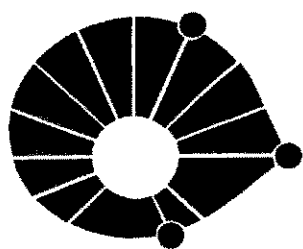
164p. (Dissertação de Mestrado)

Orientador : Antônio Cláudio de França Corrêa

Inclui bibliografia

1. Petróleo - migração. 2. Óleo - migração. 3. Gás - migração
 4. Migração Secundária. 4. Simuladores

CDD - 665.773



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA
DE RESERVATÓRIOS**

UTILIZAÇÃO DE SIMULADOR NUMÉRICO NA ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA DE PETRÓLEO

JOÃO DE DEUS SOUTO FILHO

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre em Geoengenharia de
Reservatórios.

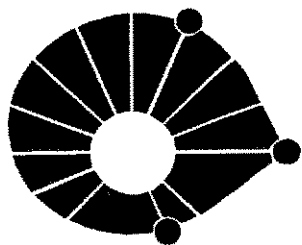
Orientador: Antônio Cláudio de França Corrêa - PETROBRÁS

Co-Orientador: Hung Kiang Chang - PETROBRÁS

IG - /1994

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZEMBRO - 1994



UNICAMP

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE
RESERVATÓRIOS**

**TÍTULO DA TESE : UTILIZAÇÃO DE SIMULADOR NUMÉRICO NA ANÁLISE DO
PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA DE PETRÓLEO**

AUTOR : JOÃO DE DEUS SOUTO FILHO

ORIENTADOR : ANTÔNIO CLÁUDIO DE FRANÇA CORRÊA

CO-ORIENTADOR : HUNG KIANG CHANG

COMISSÃO EXAMINADORA

PRESIDENTE : Prof. Dr. ANTÔNIO CLÁUDIO DE FRANÇA CORRÊA

EXAMINADORES : Prof. EUCLIDES JOSÉ BONET

Dr. RENATO M. DARROS MATOS

CAMPINAS, 19 DE DEZEMBRO DE 1994

*Aos meus pais, João de Deus e Maria do Socorro, responsáveis
por minha formação acadêmica;*

À Beatriz, companheira e cúmplice nesta jornada;

Às lindas irmãs, Máira e Luana, fontes infindáveis de energia e inspiração.

*" Duvidar de tudo ou crer em tudo são duas soluções igualmente cômodas,
que nos dispensam, ambas, de refletir. "*

Henri Poincaré
1854-1912
Matemático francês

AGRADECIMENTOS

Agradeço à PETROBRÁS, pelo suporte financeiro e apoio técnico oferecidos durante o curso, em especial à gerência do Departamento de Exploração (DEPEX).

À UNICAMP, na pessoa do seu corpo docente (Instituto de Geociências e Departamento de Engenharia de Petróleo), pelo suporte acadêmico fornecido.

Ao professor Dr. Antônio Cláudio de França Corrêa, por sua competente orientação e elevado espírito científico.

Aos professores Kiang Chang, Paulo Tibana e Euclides Bonet, pelas críticas feitas e estímulos fornecidos durante a elaboração da presente dissertação.

Aos engenheiros Daniel Miranda, Adilson Tenório e Ramiro Ávila, catalizadores deste projeto; além da engenheira Christiane de Camargo, por seu espírito solidário.

Aos geólogos Epitácio, Ronaldo Lindenmeier, Paulo Aquino, Poletto, Ribeiro e Francisco Fontes, além dos técnicos de geologia Joalmi e Severino Cavalcanti, pelo apoio solidário e espontâneo.

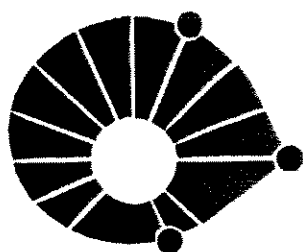
À secretaria do curso, nas pessoas de Mara, Creuza e Ricardo, pelo apoio logístico fornecido.

Ao corpo técnico do laboratório de petrofísica do DEP (Pompeu, Nelson e Etna), pela assistência prestada durante a realização dos trabalhos experimentais.

Aos companheiros de jornada da turma de 93, admiráveis profissionais e amigos, que contribuíram de forma decisiva para o bom andamento do curso.

À Beatriz, Maíra e Luana, que compartilharam de todos os momentos dessa caminhada.

Um agradecimento especial à Srta. Maria José, por sua elevada colaboração e competência profissional.



UNICAMP

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE
RESERVATÓRIOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

RESUMO

UTILIZAÇÃO DE SIMULADOR NUMÉRICO NA ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA DE PETRÓLEO

João de Deus Souto Filho

A migração secundária de petróleo foi analisada utilizando-se simulador numérico e experimentos de laboratório. Investigou-se no presente estudo o efeito de condicionantes geológicos (nas escalas macro, mega e giga), associados às propriedades físicas das rochas e dos fluidos, nos processos de migração e aprisionamento de hidrocarbonetos líquidos. A modelagem foi realizada com auxílio de um simulador numérico tri-dimensional, do tipo *black oil*, considerando-se um fluxo trifásico no sistema permoporoso.

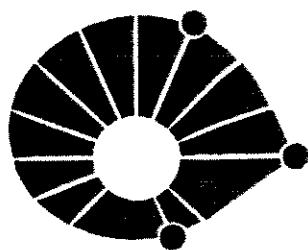
O estudo foi subdividido em três estágios:

No primeiro, procedeu-se a análise do processo de migração secundária em escala de laboratório, utilizando-se meios porosos compactados, artificiais. Os experimentos foram realizados em corpos de prova verticais e inclinados. Os resultados foram utilizados para avaliar a capacidade do simulador numérico em reproduzir adequadamente o fenômeno.

No segundo, foram construídos modelos em escala de campo (mega-escala) para analisar o impacto das heterogeneidades das rochas carreadoras na migração secundária e quantificar o tempo requerido para o preenchimento de uma acumulação de hidrocarbonetos. Para este propósito, o modelo geológico utilizado foi o campo de alto do Rodrigues, localizado na porção emersa da Bacia Potiguar (RN).

No terceiro, o fenômeno da migração foi estudado em escala regional, utilizando-se como cenário geológico a Formação Açu da Bacia Potiguar. Este estágio teve como principais objetivos a quantificação da velocidade de migração do óleo e a análise dos mecanismos que controlam a distribuição de hidrocarbonetos em subsuperfície (rotas de migração).

Os resultados do presente estudo demonstraram que o simulador numérico reproduz bem o fenômeno da migração secundária de petróleo, possibilitando uma compreensão mais efetiva do processo de deslocamento de hidrocarbonetos em bacias sedimentares.



UNICAMP

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE
RESERVATÓRIOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ABSTRACT

THE USE OF NUMERICAL SIMULATOR IN THE ANALYSIS OF PETROLEUM SECONDARY MIGRATION PROCESS

João de Deus Souto Filho

Secondary oil migration has been analysed using a numerical simulator and laboratory experiments. The present study has investigated the effect of geological setting (in *mega* and *giga-scale*) associated to the physical properties of the rock and fluids on liquid hydrocarbon migration and entrapment processes. The flow modelling has been performed considering three-phase flow and using three-dimensional numerical simulator.

The study has been subdivided in three stages :

It began with the analysis of secondary oil migration in laboratory scale, using artificial sand-pack-medium. The experiments were performed using vertical and inclined porous systems. The results were utilized to analyze and to constrain the numerical simulator in order to reproduce properly the migration phenomenon.

Later, field scale models were constructed to analyze the impact of carrier bed heterogeneities in secondary oil migration and to quantify the time required for the entrapment of hydrocarbon accumulations. For this purpose, the geologic model used was the Alto do Rodrigues oilfield, located in the onshore portion of Potiguar Basin (RN - Brazil).

Finally, regional scale migration was studied using the geological scenario of the Açu Formation of Potiguar Basin. In this stage, the study was focused on the quantification of the secondary oil migration velocity and on the mechanisms that control the oil distribution in subsurface (oil migration pathway).

The results of the present study showed that numerical simulation can reproduce well the secondary oil migration phenomenon, enabling a better understanding of the process of displacement of hydrocarbons in sedimentary basins.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Representação esquemática dos processos de migração primária e secundária	3
Figura 2.1 - Experimento realizado por Hill em 1951	8
Figura 2.2 - Experimentos realizados por Illing, para estudos dos efeitos da segregação e filtração no escoamento do óleo em meios porosos	9
Figura 2.3 - Resultados experimentais obtidos por Dembick & Anderson (1989)	10
Figura 2.4 - Princípio de aprisionamento diferencial do óleo e gás	13
Figura 2.5 - Representação esquemática do processo de formação de armadilhas estratigráficas	14
Figura 2.6 - Estimativa de inclinação do contato óleo-água sob condições hidrodinâmicas	17
Figura 2.7 - Representação esquemática dos diferentes sistemas de fluxo existentes em uma bacia sedimentar	19
Figura 2.8 - Modelo de aprisionamento hidráulico proposto por Tóth(1979)	20
Figura 2.9 - Atuação de forças capilares no meio poroso	21
Figura 2.10 - Altura crítica necessária para o óleo vencer a pressão de entrada da litologia com menor granulometria	23
Figura 3.1 - Modelo de simulação dinâmica proposto por Welte & Yüklér	27
Figura 3.2 - Tipos de Malha de simulação	31
Figura 4.1 - Aparato utilizado para o estudo da migração vertical	39
Figura 4.2 - Aparato utilizado para os experimentos com tubo encurvado e meio poroso inclinado	40
Figura 4.3 - Procedimento utilizado para a injeção de óleo no meio poroso	41
Figura 4.4 - <i>Plugs</i> artificiais utilizados para a medida de parâmetros petrofísicos	42

Figura 4.5 - Rugosidade interna criada no tubo de acrílico com auxílio de microesferas de vidro	42
Figura 4.6 - Gráfico distância vs tempo para a fração areia grossa	45
Figura 4.7 - Gráfico de velocidade intervalar vs Distância	45
Figura 4.8 - Gráfico distância vs tempo para a fração areia média	45
Figura 4.9 - Forma de avanço da frente de migração para sistemas porosos verticais	47
Figura 4.10 - Perfil de saturação de óleo após concluído o processo de migração secundária em meio poroso vertical	48
Figura 4.11 - Evolução da migração em meio poroso inclinado	50
Figura 4.12 - Evolução da migração com o tempo para meio poroso inclinado (fração areia grossa)	51
Figura 4.13 - Influência das barreiras de permeabilidade na migração lateral ..	52
Figura 4.14 - Perfil de velocidade intervalar obtido para ensaio realizado em meio poroso apresentando variações de inclinação ao longo da rota de migração	53
Figura 4.15 - Evolução do processo de migração lateral em meio poroso apresentando variações de mergulho ao longo da rota de migração	54
Figura 4.16 - Gráfico distância vs tempo para os ensaios realizados em meio poroso vertical nas frações areia grossa, média e fina	56
Figura 4.17 - Permeabilidades medidas em depósitos fluviais recentes	57
Figura 4.18 - Comparação dos sistemas porosos artificiais criados com areia de rio, nas frações grossa, média e fina, com amostras retiradas de arenitos da Formação Açu.	58
Figura 4.19 - Curvas de permeabilidade relativa para arenitos inconsolidados ..	60
Figura 4.20 - Curvas de pressão capilar para meio poroso artificial	60
Figura 4.21 - Malha de simulação para meio poroso vertical	61
Figura 4.22 - Perfis de saturação de óleo obtidos como resultado da simulação	63

Figura 4.23 - Malha de simulação bi-dimensional utilizada para análise da migração em meio heterogêneo	66
Figura 4.24 - Resultados da simulação para meio poroso heterogêneo	67
Figura 4.25 - Malha de simulação utilizada para estudo da migração lateral	69
Figura 4.26 - Perfis de saturação de óleo, mostrando a evolução da migração lateral [modelo de referência]	71
Figura 4.27 - Perfis de saturação de óleo, mostrando a evolução da migração lateral [modelo de referência]	72
Figura 4.28 - Perfis de saturação de óleo para diferentes intervalos de tempo, considerando-se o efeito da redução na permeabilidade	74
Figura 4.29 - Perfis de saturação de óleo para diferentes intervalos de tempo, considerando-se o efeito da redução na permeabilidade	75
Figura 4.30 - Resultados da simulação para óleo com maior densidade	76
Figura 4.31 - Resultados da simulação para óleo com maior densidade	77
Figura 4.32 - Resultados da simulação considerando-se o efeito da pressão capilar	79
Figura 4.33 - Resultados da simulação considerando-se o efeito da pressão capilar	80
Figura 5.1 - Mapa de localização do Campo de Alto do Rodrigues	82
Figura 5.2 - Mapa de contorno estrutural do topo da zona I, Campo de Alto do Rodrigues	84
Figura 5.3 - Perfil tipo da Zona I, Campo de Alto do Rodrigues	85
Figura 5.4 - Seção esquemática e mapa ilustrando a variabilidade das características permoporosas da Zona I	86
Figura 5.5 - Características litológicas e indícios de óleo nas principais fácies reservatório do Campo de Alto do Rodrigues	87
Figura 5.6 - Seção geológica utilizada como modelo de referência para análise do impacto das heterogeneidades do reservatório na migração secundária	88

Figura 5.7 - Grid de simulação utilizado para análise do impacto das heterogeneidades do reservatório na migração secundária	89
Figura 5.8 - Curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar médias definidas para o Campo de Alto do Rodrigues, Zona I.	89
Figura 5.9 - Resultados da simulação em 2D para a Zona I de Alto do Rodrigues	91
Figura 5.10 - Resultados da simulação em 2D para a Zona I de Alto do Rodrigues	92
Figura 5.11 - Malha de simulação utilizada para reconstituir a história de preenchimento do campo de Alto do Rodrigues	93
Figura 5.12 - Mapas de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando o processo de preenchimento da zona I do campo de Alto do Rodrigues	96
Figura 5.13 - Mapas de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando o processo de preenchimento da zona I do campo de Alto do Rodrigues	97
Figura 5.14 - Mapas de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando o processo de preenchimento da zona I do campo de Alto do Rodrigues	98
Figura 6.1 - Rotas de migração secundária segundo o modelo proposto por Gussow (1954)	101
Figura 6.2 - Mapa de localização e geológico da Bacia Potiguar	103
Figura 6.3 - Mapa de arcabouço tectônico da Bacia Potiguar	105
Figura 6.4 - Coluna estratigráfica da Bacia Potiguar	108
Figura 6.5 - Mapa estrutural do topo da Formação Açu	109
Figura 6.6 - Unidades hidrogeológicas da Bacia Potiguar	111
Figura 6.7 - Mapa de superfície potenciométrica da Formação Açu	112
Figura 6.8 - Fragmentogramas dos terpanos das diferentes famílias de óleos da Bacia Potiguar	114
Figura 6.9 - Distribuição dos diferentes tipos de óleo da Bacia Potiguar	115
Figura 6.10 - Perfil de soterramento da porção submersa da Bacia Potiguar com indicação do pico de geração para a Formação Alagamar	115

Figura 6.11 - Mapa de ocorrência das rochas geradoras maduras na porção submersa da Bacia Potiguar	116
Figura 6.12 - Malha de simulação grosseira utilizada para a modelagem em escala de bacia	119
Figura 6.13 - Malha de simulação refinada utilizada para a modelagem em escala de bacia	120
Figura 6.14 - Unidades de correlação definidas para a Formação Açu	120
Figura 6.15 - Mapa de isópaca da unidade Açu IV	121
Figura 6.16 - Mapa de isópaca da unidade Açu III	121
Figura 6.17 - Mapa de isópaca da unidade Açu II	122
Figura 6.18 - Mapa de isópaca da unidade Açu IV	122
Figura 6.19 - Mapas de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando a dinâmica da migração secundária na Formação Açu, Bacia Potiguar	127
Figura 6.20 - Mapa de saturação de óleo no tempo zero para a unidade Açu I	128
Figura 6.21 - Mapa de saturação de óleo no tempo zero para a unidade Açu II	129
Figura 6.22 - Mapas de saturação de óleo para as unidades Açu 4 e Açu 3, acompanhadas de seções estruturais construídas sobre os trends de Areia Branca e Carnaubais [t=zero e t=5.000 anos]	130
Figura 6.23 - Mapas de saturação de óleo para as unidades Açu 4 e Açu 3, acompanhadas de seções estruturais construídas sobre os trends de Areia Branca e Carnaubais [t=100.000 anos e t=500.000 anos]	132
Figura 6.24 - Mapas de saturação de óleo para as unidades Açu 4 e Açu 3, acompanhadas de seções estruturais construídas sobre os trends de Areia Branca e Carnaubais [t=800.000 anos e t=2,0 Ma]	133
Figura 6.25 - Mapas de saturação de óleo para as unidades Açu 4 e Açu 3, acompanhadas de seções estruturais construídas sobre os trends de Areia Branca e Carnaubais [t=3,0 Ma e t=10,0 anos]	134
Figura 6.26 - Evolução da frente de migração na unidade Açu 1	136
Figura 6.27 - Evolução da frente de migração na unidade Açu 2	137

Figura 6.28 - Perfis de saturação de óleo obtidos para o caso 1	140
Figura 6.29 - Perfis de saturação de óleo obtidos para o caso 2	141
Figura 6.30 - Mapas de saturação de óleo para os tempos 500.000 anos e 1,0 Ma, considerando condições hidrodinâmicas. Unidade Açú 3	144

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Características básicas dos equipamentos de informática utilizados	36
Tabela 4.1 - Características dos experimentos realizados para análise da migração vertical	44
Tabela 4.2 - Propriedades de rocha e fluido utilizadas como parâmetros de entrada para a modelagem em escala de laboratório	60
Tabela 4.3 - Propriedades de rocha e fluido utilizadas na simulação da migração lateral	69
Tabela 5.1 - Características das zonas produtoras do Campo de Alto do Rodrigues	83
Tabela 5.2 - Porosidades efetivas e permeabilidades absolutas médias das unidades de fluxi I, II e III.	88
Tabela 5.3 - Características dos fluidos presentes no reservatório	90
Tabela 5.4 - Porosidades médias das diferentes áreas estabelecidas para o Campo de Alto do Rodrigues	94
Tabela 5.5 - Permeabilidades médias das diferentes área estabelecidas para o campo de Alto do Rodrigues	94
Tabela 6.1 - Porosidades e permeabilidades médias consideradas para as unidades da Formação Açu	123
Tabela 6.2 - Propriedades dos fluidos utilizadas como parâmetros de entrada para a simulação da migração secundária	123
Tabela 6.3 - Propriedades de rocha e fluido utilizadas na simulação	138

SUMÁRIO

Dedicatória	i
Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract	v
Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	xii
Sumário	xiii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 - Motivação e Objetivos	1
1.2 - Conceituação	2
1.3 - Escopo do Trabalho	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1 - Evolução do Conhecimento	6
2.2 - Experimentos de Laboratório	7
2.3 - Teorias Clássicas de Migração Secundária	11
2.3.1 - Teoria Anticlinal	11
2.3.2 - Princípio do Aprisionamento Diferencial	12
2.3.3 - Teoria Hidrodinâmica da Migração	15
2.3.4 - Teoria Hidráulica Generalizada	18
2.3.5 - Princípio de Formação de Armadilhas Estratigráficas	21

2.3.6 - Teoria Dinâmica da Migração Secundária	24
2.3.7 - Discussão	25
3. SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA MIGRAÇÃO DE HIDROCARBONETOS	27
3.1 - Modelos de Simuladores Numéricos	27
3.1 - Como Operam os Simuladores de Fluxo	29
3.2 - Equações Governantes	30
3.3 - IMEX	35
4. ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA EM ESCALA DE LABORATÓRIO	37
4.1 - Objetivos	37
4.2 - Ensaios Laboratoriais	38
4.2.1 - Aparatos Utilizados	38
4.2.2 - Procedimentos Experimentais	38
4.2.3 - Resultados obtidos	43
4.2.3.a - Migração Vertical	43
4.2.3.a - Migração Lateral	48
4.2.4 - Discussão	55
4.3 - Simulação de Alta Resolução	59
4.3.1 - Migração Vertical	61
4.3.2 - Migração Lateral	68

5. ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA EM ESCALA DE CAMPO	81
5.1 - Objetivos	81
5.2 - Campo de Alto do Rodrigues (Contexto Geológico)	82
5.3 - Impacto das Heterogeneidades	88
5.3.1 - Modelo	88
5.3.2 - Resultados	90
5.4 - Processo de Preenchimento	92
5.4.1 - Modelo	93
5.4.2 - Resultados	95
5.5 - Conclusões	99
 6. ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA EM ESCALA DE BACIA	 100
6.1 - Introdução	100
6.2 - Geologia da Bacia Potiguar	103
6.2.1 - Fisiografia	104
6.2.2 - Arcabouço Estrutural	104
6.2.3 - Estratigrafia	106
6.2.4 - Estruturação	107
6.2.5 - Hidrogeologia	110
6.2.6 - Condições de Geração	113
6.2.7 - Migração	116
6.2.8 - Geotermia	117

6.3 - Simulação do Processo de Migração	118
6.3.1 - Definição do Modelo de Simulação	118
6.3.3 - A Dinâmica da Migração	124
6.3.3.a - Condições Hidrostáticas	124
6.3.3.b - Condições Hidrodinâmicas	138
 7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	 145
7.1 - Conclusões	145
7.2 - Recomendações	148
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 150

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - Motivação e Objetivos

A atividade exploratória desenvolvida pela PETROBRÁS na Bacia Potiguar tem resultado na descoberta de volumes significativos de óleo e gás. A maior parte das reservas de óleo encontram-se na Formação Açu, principal aquífero da bacia, portador de água com baixa salinidade.

Estudos geoquímicos realizados na bacia (Rodrigues et alii,1983; Mello,1988 e Trindade,1992) evidenciam que o óleo hoje encontrado na Formação Açu é alóctone, tendo sido gerado principalmente a partir das rochas pelíticas da Formação Alagamar. A relação espacial entre as acumulações situadas na porção emersa da bacia e as rochas geradoras, indicam que os hidrocarbonetos armazenados na Formação Açu sofreram um processo de migração a longa distância. Para as acumulações situadas na porção central da bacia estimam-se distâncias de migração lateral da ordem de 100 quilômetros.

Apesar do avançado estágio exploratório em que se encontra a bacia, pouco se conhece sobre a dinâmica do processo de migração secundária na Formação Açu. A maioria dos estudos já realizados sobre o assunto dizem respeito aos aspectos relacionados com a gênese dos hidrocarbonetos, sua evolução termoquímica e variações composicionais associadas com a migração (Trindade,1992). A primeira tentativa de estabelecer um modelo de migração para a Formação Açu, levando-se em consideração condições hidrodinâmicas, foi realizada por Souza et alii(1983). Contudo, persistem inúmeras dúvidas sobre os mecanismos que governaram as condições de entrada e

movimentação dos hidrocarbonetos desde a área de geração, situada na plataforma continental (*porção submersa*) até as regiões de aprisionamento (*porção emersa*).

Visando contribuir para um melhor entendimento dos mecanismos responsáveis pela formação das acumulações do óleo na Formação Açu, objetiva-se no presente estudo investigar a dinâmica do processo de migração secundária através da utilização de simulador de fluxo. Os pontos básicos a serem estudados são:

- Condições de entrada do óleo no reservatório ;
- Evolução espacial e temporal do processo de migração ;
- Quantificação do tempo necessário para o preenchimento das armadilhas ;
- Impacto das heterogeneidades dos reservatórios na distribuição do óleo ;
- Impacto do fluxo hidrodinâmico na migração.

1.2 - Conceituação

O termo Petróleo, será utilizado nesta dissertação para designar tanto óleo cru como gás natural.

Uma das principais características do petróleo é ser um fluido, e portanto, capaz de adaptar-se às formas do arcabouço rochoso que o contem (rocha armazenadora ou rocha reservatório) e de escoar através do seu interior, deslocando-se de um ponto para outro. Este deslocamento em subsuperfície é denominado **migração**.

Entende-se por migração primária o movimento do petróleo da rocha geradora para a rocha armazenadora (também designada como rocha carreadora). A migração secundária diz respeito aos deslocamentos dos hidrocarbonetos no interior dos horizontes permeáveis de uma unidade estratigráfica, até as armadilhas. A seção esquemática apresentada na figura 1.1 ilustra estes dois tipos de deslocamento.

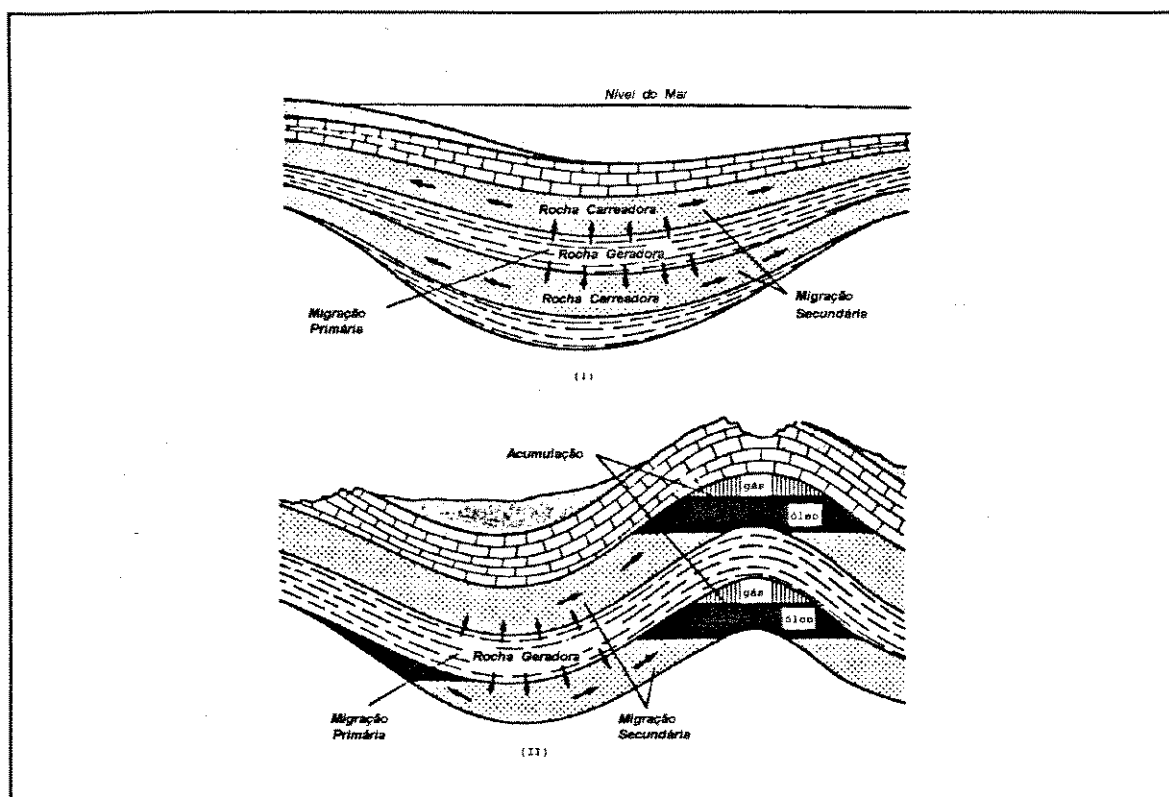


Figura 1.1 - Representação esquemática dos processos de migração primária e secundária : (I) Bacia em estágio juvenil ; (II) Bacia em estágio maturo (adaptado de Tissot & Welte, 1978).

São encontrados na bibliografia os seguintes termos, designativos do tipo de movimentação desenvolvido pelos hidrocarbonetos : (a) **Migração Vertical**, que se refere a movimentos perpendiculares aos limites cronoestratigráficos, e que são responsáveis pela passagem dos fluidos de uma determinada unidade litoestratigráfica para outra de

idade diferente, podendo ser ascendente ou descendente; e (b) Migração Lateral, que se relaciona com os deslocamentos no interior de uma formação, sejam quais forem as distâncias e os desníveis percorridos.

As fácies correspondentes às litologias que apresentam condições favoráveis para a geração de hidrocarbonetos são denominadas **rochas geradoras**. Geralmente correspondendo a rochas de granulometria fina (pelíticas) com teores elevados de matéria orgânica.

As **rochas armazenadoras**, também denominadas rochas reservatório ou rochas carreadoras, correspondem às fácies favoráveis à movimentação e armazenamento dos hidrocarbonetos em subsuperfície.

As rochas que propiciam o aprisionamento dos hidrocarbonetos, possibilitando o desenvolvimento de uma acumulação de petróleo, são chamadas de **rochas capeadoras** (selantes ou de cobertura). Tal denominação independe do tipo litológico, podendo ser tanto uma rocha siliciclástica, como carbonática ou evaporítica.

3. Escopo do Trabalho

A presente dissertação não pretende ser um tratado exaustivo sobre a migração do petróleo. Serão considerados aqui os aspectos mais relevantes para a migração secundária, que servirão de base para o trabalho de simulação que será realizada. Contudo, serão discutidas as principais teorias sobre migração, enfatizando os aspectos históricos envolvidos no desenvolvimento do conhecimento neste campo da ciência, relacionando os elementos em comum apresentados por cada uma delas e destacando as diferenças, a nível de processo, existentes entre os vários modelos propostos, para

posterior confrontação com o modelo de estudo adotado.

Será avaliado o desempenho do simulador de fluxo, na reprodução do fenômeno de migração secundária, através da confrontação dos resultados obtidos na modelagem com aqueles observados em experimentos laboratoriais.

Será utilizado um simulador comercial do tipo "*black oil*", com adequação de parâmetros para atender às exigências do processo que se deseja reproduzir (migração a longa distância). As simulações serão realizadas em duas e três dimensões. Nas bidimensionais, serão empregadas malhas refinadas, visando investigar o impacto das heterogeneidades da rocha reservatório e do fluxo hidrodinâmico na distribuição dos hidrocarbonetos. A malha tridimensional será usada para reproduzir as condições de preenchimento de uma área favorável à acumulação de hidrocarbonetos e avaliar o desenvolvimento da migração em escala regional.

Na construção do modelo físico a ser simulado, tomar-se-á por base as características da Formação Açu (Bacia Potiguar). Serão discutidos aspectos relacionados com a história de soterramento da Bacia (janela de geração de hidrocarbonetos líquidos), distribuição espacial das fácies reservatório e selante, gênese e geometria das acumulações, além dos tipos de fluídos presentes.

No capítulo sobre conclusões são apresentados os resultados obtidos, e discutidas as dificuldades encontradas durante o desenvolvimento do trabalho e limitações relativas à aplicação de técnicas de simulação de fluxo no estudo da migração secundária.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA

2.1 - Evolução do Conhecimento

A pesquisa sistemática de acumulações de petróleo se iniciou no final do século XIX com a criação da "Teoria Anticlinal", proposta por T. Sterry Hunt em 1861. Segundo esta teoria, o petróleo se desloca em ambiente saturado de água impulsionado por forças de flutuação, que agem verticalmente, e se acumula nas porções mais elevadas de anticlinais.

No início do século XX foi desenvolvida a *Teoria Hidráulica* de acumulação do petróleo, tendo como base os estudos realizados por Munn(1909), Shaw(1917), Mils(1920), Rich(1921) e Illing(1939). Contudo, a fundamentação teórica do processo de migração do petróleo só foi estabelecida em 1953 por King Hubbert, com a *Teoria Hidrodinâmica*. Um ano após, William C. Gussow publica a *Teoria do Aprisionamento Diferencial de Óleo e Gás* que, segundo o autor, objetiva explicar as relações aparentemente "anômalas" de óleo e gás em reservatórios interconectados ou contíguos. Tais anomalias se referiam à constatação de acumulações de gás situadas em posições estruturais mais baixas do que acumulações de óleo, dentro de um mesmo *trend* petrolífero. Durante a década de 60, a teoria hidrodinâmica de migração foi utilizada intensamente como suporte aos trabalhos prospectivos de petróleo, especialmente nos Estados Unidos e Canadá.

Em 1975, Berg apresenta de forma sistematizada os princípios de formação de *armadilhas estratigráficas*, tomando por base os estudos realizados por Cook(1923), Hobson(1954), PRC(1959a;1960a) Aschembrenner & Achauer(1960) e Berg(1972).

József Tóth estabelece, em 1979, a *Teoria Hidráulica generalizada da Migração*, que se propõe a integrar as teorias hidráulica (Munn,1909) e Hidrodinâmica (Hubbert,1953).

Paralelamente aos estudos de campo, baseados fundamentalmente nas características geológicas das acumulações descobertas no final do século XIX e início do século XX, foram realizados experimentos laboratoriais, com o objetivo de se estabelecer o papel desempenhado pelos diferentes fatores que preponderam nos fenômenos da migração. Um dos pioneiros nesta área foi Munn, que em 1909 investiga o papel da capilaridade no processo de expulsão do óleo a partir das rochas geradoras, com subsequente acumulação nos poros maiores das rochas reservatório. Destacam-se também os estudos conduzidos pela Petroleum Research Corporation durante os anos 60, documentados através de 15 relatórios técnicos (*reports*) frequentemente citados na bibliografia especializada.

2.2 - Experimentos de Laboratório

Dentre os trabalhos experimentais, destaca-se o experimento de Gillman Hill (1951,in Levorsen & Berry,1967), realizado em uma caixa retangular medindo 2,0m por 0,3m e 0,1m, preenchida por areia saturada de água,através do qual comprovou que pequenos volumes de óleo não apresentavam condições de segregação vertical (figura 2.1). Porém, a partir de um determinado limite, a massa de óleo contida nos espaços porosos do corpo de prova passa a se deslocar verticalmente, se concentrando na sua porção superior. Este resultado veio mostrar que as forças gravitacionais, introduzidas pelas diferenças de densidade entre o óleo e a água, não intervêm de forma eficaz,a menos que quantidades consideráveis de óleo sejam acumuladas na rocha armazenadora.

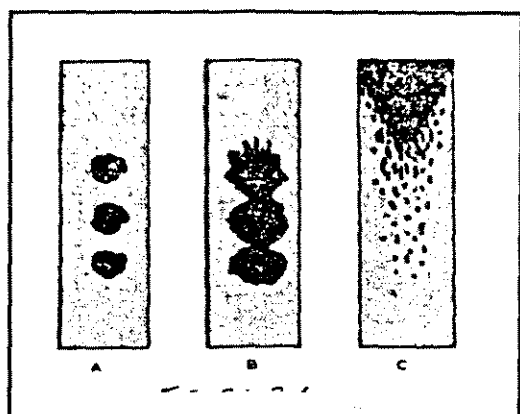


Figura 2.1 - Experimento realizado por Hill em 1951 (Levorsen & Berry,1967).

Estudos como os de Wasburne(1914), Cook(1923) e Uren & El-Difrawi(1927), já indicavam que a pressão capilar era a força que restringia o deslocamento vertical do óleo em meios porosos. Hobson(1954), desenvolve uma equação, com base em propriedades de rocha e fluido, que possibilita calcular a altura de uma coluna de óleo mínima necessária para dar início a migração secundária. Esta equação foi adaptada por Berg(1972) para analisar as condições de formação de trapas estratigráficas, sendo

aperfeiçoada três anos depois (Berg,1975) para a aplicação em condições de subsuperfície. Por sua vez, Cartmill & Dickey (1970), estudando o fluxo de uma emulsão de óleo cru em água, através de meios porosos, questionam a importância da pressão capilar no processo de acumulação.

Van Tuyl & Beckstrom (1945) através de uma série de experimentos analisaram o papel da compressão e compactação dos sedimentos nos primeiros estágios da migração.

Os experimentos realizados por Illing (in Tiratsoo,1951) evidenciam o fenômeno da segregação e da filtração dos fluidos que se deslocam através de reservatórios com porosidade elevada (figura 2.2). O primeiro conjunto de ensaios foi realizado partindo-se de um meio poroso inicialmente saturado por água, onde se injetou uma mistura correspondendo a 90% de água e 10% de óleo. Como resultado final observou-se que as frações grosseiras aprisionaram a maior parte do óleo injetado, enquanto as frações finas apresentaram-se apenas sub-saturadas de óleo. Já no segundo conjunto, partiu-se de um meio originalmente saturado por óleo. A partir da injeção de uma mistura constituída

por 10% de água e 90% de óleo, observou-se que as frações grosseiras permitiam a expulsão do óleo, enquanto as frações finas se matinhavam com elevados níveis de saturação de hidrocarbonetos.

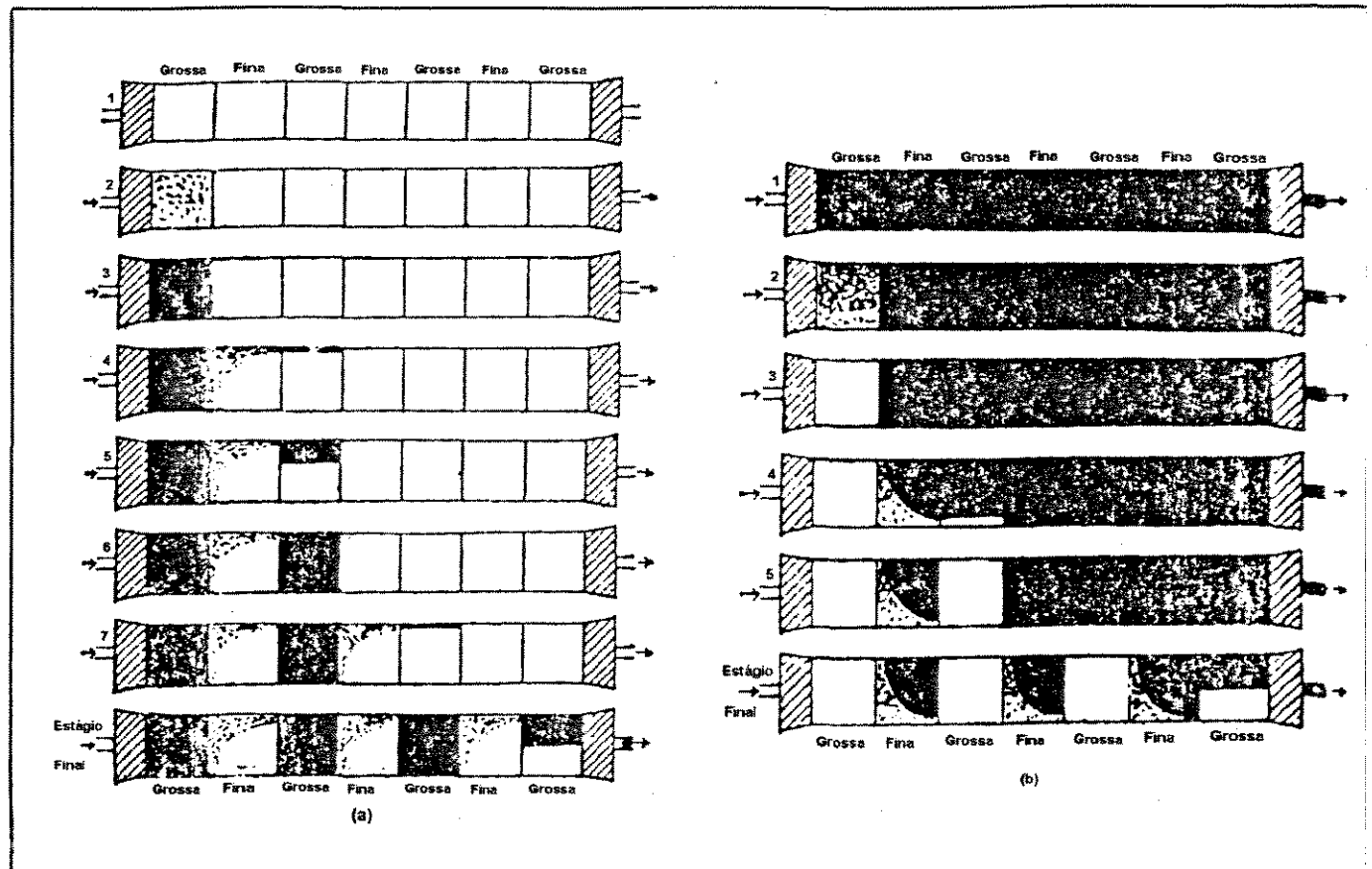


Figura 2.2 - Experimentos realizados por Illing (In Tiratsoo,1951), para estudo dos efeitos da segregação e filtração no escoamento de óleo em meios permoporosos.

Dentre os experimentos laboratoriais realizados com o objetivo de avaliar a velocidade de deslocamento do óleo durante a migração secundária, destacam-se os trabalhos realizados por Dembicki & Anderson(1989); e Catalan et alii(1992). Nos dois casos os autores concluem que a migração secundária se processa através de caminhos restritos (ou condutos), ocupando volumes relativamente pequenos de rocha. Em escala

de bacia, Dembicki & Anderson (op cit), postulam a existência de caminhos múltiplos de migração devido à grande área de contato entre a rocha geradora e as camadas carreadoras (fácies reservatórios). Tais caminhos são representados na seção e mapa esquemáticos apresentados na figura 2.3. Comportamento similar também é admitido por England et alii (1987) que avaliam o impacto das heterogeneidades das rochas reservatório no processo de preenchimento das acumulações de petróleo.

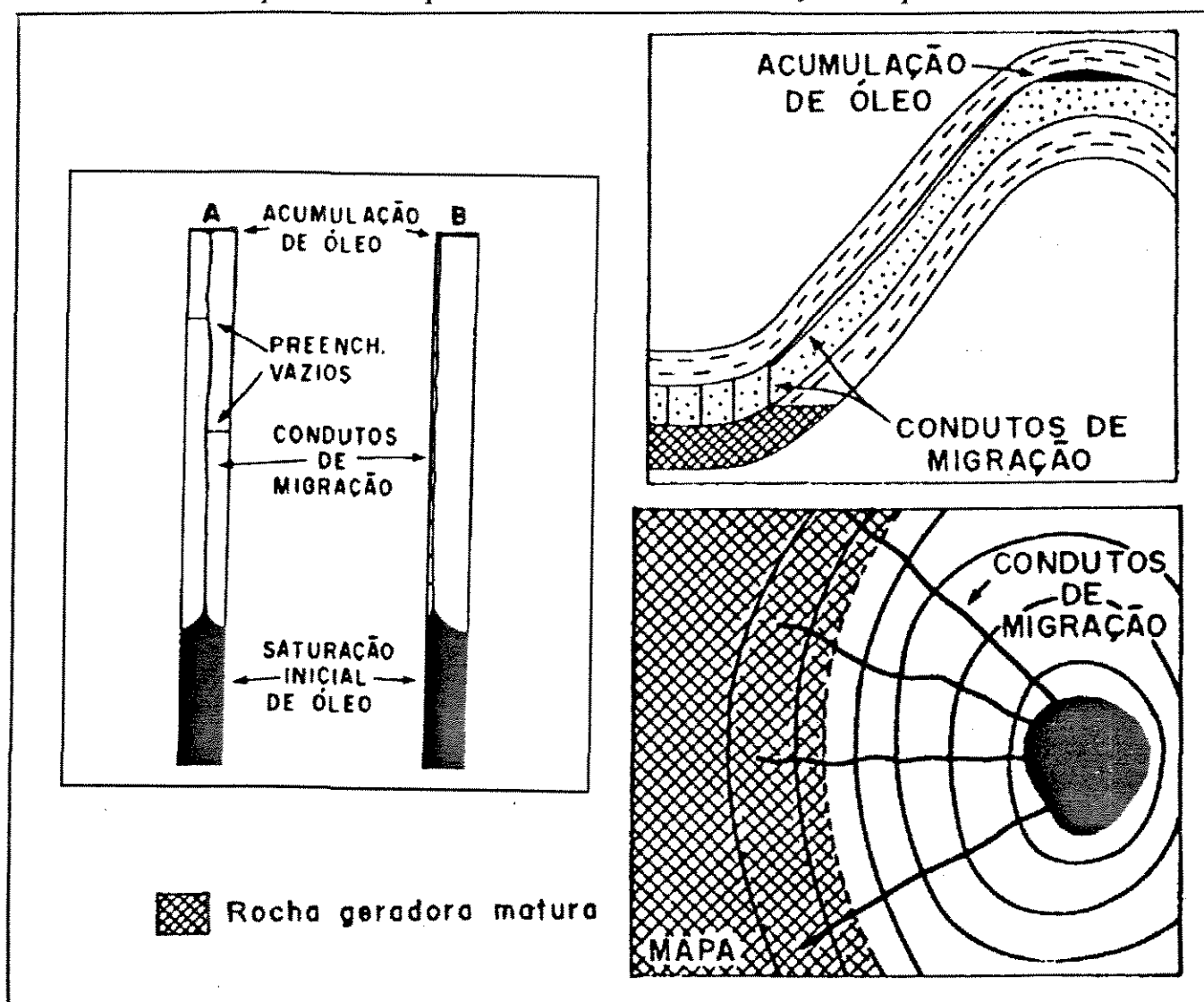


Figura 2.3 - Resultados experimentais obtidos por Dembick & Anderson (1989). Atentar para os caminhos preferenciais definidos durante a migração.

2.3 - Teorias clássicas de Migração Secundária

Serão apresentados a seguir sumários das principais teorias sobre a migração secundária do petróleo. Objetiva-se com este trabalho de compilação estabelecer as bases teóricas que possibilitaram quantificar os processos de migração e aprisionamento dos hidrocarbonetos em subsuperfície.

2.3.1 - Teoria Anticlinal

A teoria anticlinal de acumulação de óleo e gás foi originalmente proposta por Hunt (1861) para explicar a ocorrência de hidrocarbonetos em áreas prospectáveis do Canadá. Esta teoria toma por base mapeamentos de superfície que comprovavam a existência de petróleo no ápice de anticlinais.

Em 1866, Hunt sistematiza a sua teoria afirmando (In Galey,1985) :

"A existência, em qualquer região portadora de óleo, de recursos avaliáveis de petróleo, depende da combinação de muitas circunstâncias: (1) Atitude apropriada do estrato; (2) Existência de fissuras apropriadas, que possam atuar como reservatórios; e (3) Impermeabilidade dos estratos que circundam e recobrem os reservatórios, de formas a prevenir o escape do óleo acumulado."

É interessante observar que Hunt, através dos três princípios acima referidos, já estabelecia as bases para as atividades prospectivas de petróleo, quais sejam: (a) A análise estrutural das áreas prospectadas, possibilitando definir possíveis rotas de migração; e (b) A determinação das relações espaciais entre rochas armazenadoras e

capeadoras, que determinam em última instância a localização dos sítios favoráveis à formação de acumulações comerciais de hidrocarbonetos.

2.3.2 - Princípio do Aprisionamento Diferencial de Óleo e Gás

O princípio do aprisionamento diferencial de óleo e gás, postulado por Gussow (1954), representou um marco na sistematização das pesquisas sobre as condições de formação de acumulações de hidrocarbonetos.

A teoria proposta por Gussow (op. cit.) busca explicar porque campos de gás podem ocorrer em posições estruturais mergulho abaixo, enquanto armadilhas (traps) situadas mergulho acima produzem apenas óleo, e outras estruturalmente mais altas podem estar saturadas apenas por água. Uma situação não explicada pela Teoria Anticlinal, sendo portanto consideradas como anômala.

A seção esquemática apresentada na figura 2.4 ilustra os vários estágios de preenchimento por óleo e gás de uma série de estruturas interconectadas, em condições hidrostáticas. No estágio A, o óleo e o gás se acumulam apenas na armadilha mais profunda (armadilha I). Apenas quando o óleo começa a vasar da armadilha I, algum óleo se acumula na armadilha II. Nesse estágio as armadilhas III e IV encontram-se saturadas de água. No estágio B, a armadilha I está completamente preenchida por gás. O óleo agora contorna a armadilha I. A armadilha II encontra-se totalmente preenchida por óleo, permitindo o escape para a armadilha III, que começa a ser preenchida. A armadilha IV encontra-se saturada de água. No estágio C, que representa o estágio mais evoluído do processo de migração, a armadilha I está preenchida por gás e o excesso se desloca através do ponto de escape para a armadilha II, que agora apresenta capa de

gás. O óleo se desloca para a armadilha III, que não apresenta ainda capa de gás. A armadilha IV permanece ainda saturada de água.

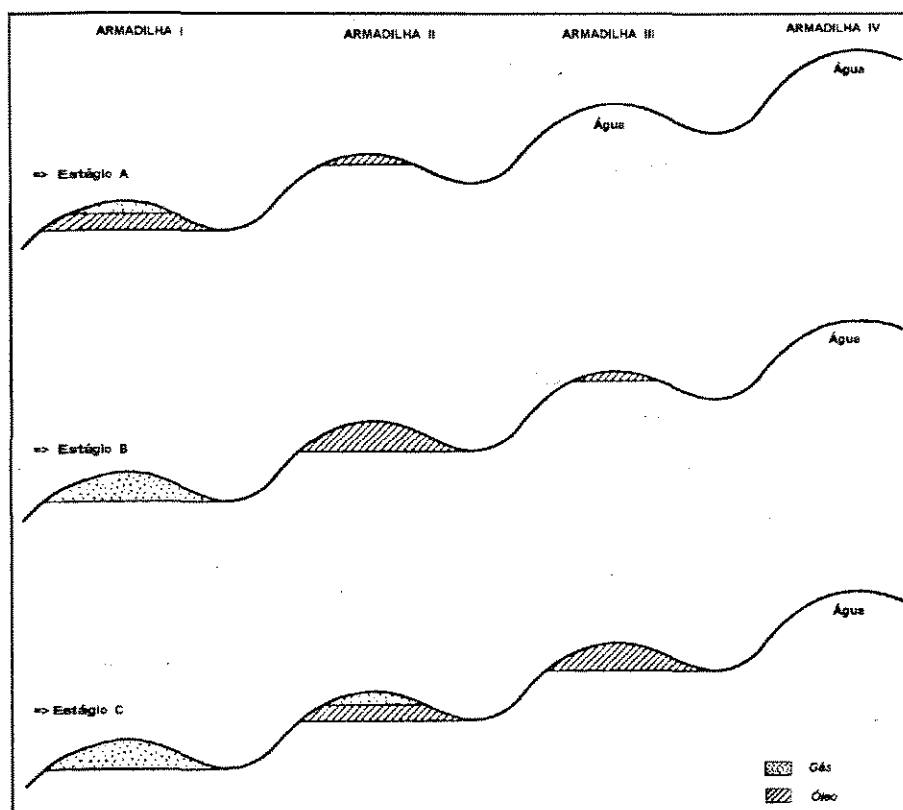


Figura 2.4 - Princípio de aprisionamento diferencial do óleo e gás proposto por Gussow (1954).

Cabe considerar que o modelo descrito assume que o óleo e o gás migram e são aprisionados como fases separadas.

É importante ressaltar que a distribuição de hidrocarbonetos conforme estabelecida pelo princípio do aprisionamento diferencial de Gussow(1954) é diferente

daquele observado em armadilhas estratigráficas. Experimentos realizados pela Petroleum Research Corporation (PRC,1960a;PRC,1960b) mostram que em reservatórios onde existem barreiras de permeabilidade, o gás tenderá a ocupar as porções mais superiores das armadilhas (figura 2.5). E à medida que as pressões de entrada das fácies menos permeáveis vão sendo vencidas o gás tenderá a escapar preferencialmente em relação ao óleo, resultando um perfil que é exatamente o oposto daquele estabelecido pela teoria de Gussow(1954). Para Showalter(1979) a ocorrência conjunta de armadilhas estruturais e estratigráficas resultarão numa distribuição complexa de acumulações.

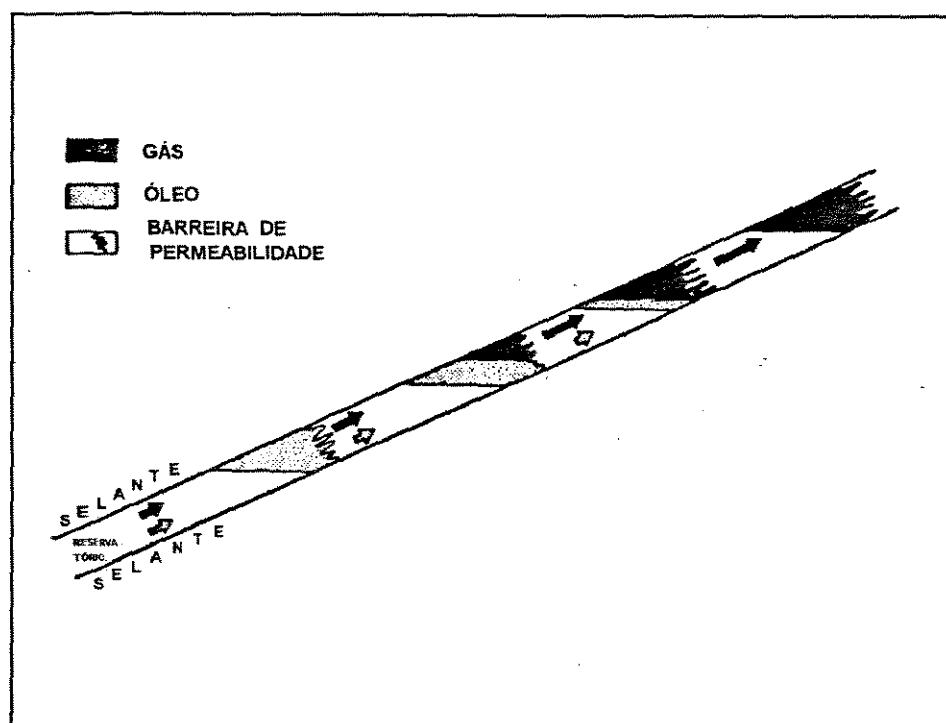


Figura 2.5 - Representação esquemática do processo de formação de armadilhas estratigráficas (Berg,1975).

2.3.3 - Teoria Hidrodinâmica da Migração

King Hubbert (1953) ao estabelecer as bases teóricas da migração e aprisionamento do petróleo sob condições hidrodinâmicas, considera que a força motora responsável pelo deslocamento dos hidrocarbonetos em subsuperfície é a energia potencial. E que uma armadilha de petróleo (*trapa*) se caracteriza por ser uma região de baixa energia.

Como a migração se processa em meio saturado de água, a determinação do campo de energia potencial para o petróleo pode ser mais facilmente determinado em função do campo potenciométrico definido para a água nas condições de subsuperfície. Para tal, Hubbert toma por base o estudo de sua autoria (Hubbert, 1940), realizado com o objetivo de fornecer subsídios para a prospecção de água subterrânea.

Em um sistema óleo-água é possível expressar o potencial do óleo Φ_o como uma função da energia potencial associada à água Φ_w , que pode ser estimada a partir da superfície potenciométrica e de dados de pressão obtidos através de teste de formação. As expressões que denotam estes parâmetros são :

$$\Phi_o = gz + [p / \rho_o] \quad (2.1)$$

$$\Phi_w = gz + [p / \rho_w] \quad (2.2)$$

Estes termos podem ser substituídos então na equação de potencial do óleo, resultando

$$\Phi_o = gz + [\rho_w (\Phi_w - gz) / \rho_o] \quad (2.3)$$

que pode ser re-escrita como

$$\Phi_o = gz + [(\rho_w \cdot \Phi_w) / \rho_o - (\rho_w \cdot gz) / \rho_o] \quad (2.4)$$

e ao ser re-arranjada assume a forma

$$\Phi_o = [(\rho_w / \rho_o) \Phi_w] - [gz(\rho_w - \rho_o) / \rho_o] \quad (2.5)$$

Nesta última expressão a energia potencial do óleo é definida como uma função do potencial da água (Φ_w), das densidades do óleo e da água (ρ_o , ρ_w), da elevação acima de um datum (z), e da aceleração da gravidade (g).

Para facilitar a aplicação prática da equação que define o potencial do óleo, Hubbert(1953) propõe que, iniciando pela equação abaixo

$$h_o = [(\rho_w / \rho_o) h_w] - [(\rho_w - \rho_o) / \rho_o \cdot z] \quad (2.6)$$

dividindo cada termo por $(\rho_w - \rho_o) / \rho_o$ obtem-se

$$[(\rho_o / \rho_w - \rho_o)] \cdot h_o = [(\rho_w / \rho_w - \rho_o) h_w - z] \quad (2.7)$$

que, para facilitar o tratamento gráfico, pode ser desmembrada em

$$U = [\rho_o / (\rho_w - \rho_o)] \cdot h_o, \quad (2.8)$$

$$V = [\rho_w / (\rho_w - \rho_o)] \cdot h_w, \quad (2.9)$$

que por substituição na equação (2.7) possibilita escrever a expressão resumida

$$\mathbf{U} = \mathbf{V} + \mathbf{Z} \quad (2.10)$$

Aqui a superfície U coincide com as superfícies equipotenciais do óleo, enquanto que V coincide com as superfícies equipotenciais da água, e a superfície denotada por Z corresponde a uma família de superfícies horizontais de elevação Z (curvas de contorno estrutural). Cabe observar que normalmente os mapas de contorno estrutural são elaborados utilizando-se cotas negativas. Por este motivo, Dahlberg(1982) sugere a utilização da expressão acima na forma $U = V - Z$.

Este procedimento apresenta a vantagem de possibilitar o uso direto do mapa de contorno estrutural em associação com o mapa da superfície potenciométrica da água amplificado, resultando no mapa de potencial do óleo, onde os baixos potenciométricos

corresponderão às áreas favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos. Um exemplo de aplicação desta metodologia de trabalho é encontrado em Souza et alii(1984), que definiram a ocorrência de áreas favoráveis à acumulações de petróleo, sob condições hidrodinâmicas, na Bacia Potiguar.

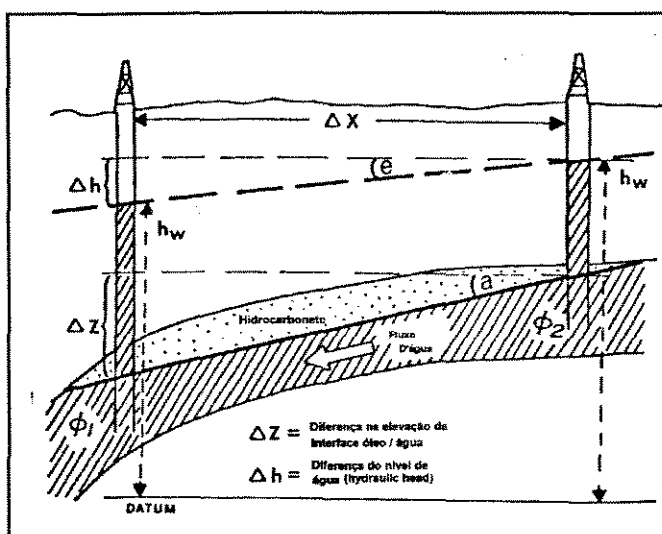


Figura 2.6 - Estimativa de inclinação do contato óleo-água sob condições hidrodinâmicas (Dahlberg,1982).

contato óleo-água em uma acumulação sujeita a condições hidrodinâmicas.

A figura 2.6 exemplifica a aplicação dos conceitos estabelecidos por Hubbert (1953) para a estimativa de inclinação do

2.3.4 - Teoria Hidráulica Generalizada de Migração do Petróleo

Proposta por Tóth(1979), aborda o processo de migração secundária em escala de bacia. Toma por base a "*Teoria Hidráulica*" formulada por Munn(1909), além de considerar os mecanismos hidrodinâmicos de aprisionamento do petróleo (Hubbert,1953). Nesta teoria é levado em consideração o efeito do relevo do nível estático da água de formação (*altura hidráulica*) como elemento essencial na compreensão do processo de movimentação dos fluidos em subsuperfície.

A profundidade de penetração dos vários sistemas de fluxo é uma função das dimensões do relevo local e do mergulho regional da bacia. Tóth(1963) afirma que para uma bacia homogênea, a água pode penetrar por centenas de pés sob a ação de uma topografia local de apenas algumas dezenas de pés de altitude.

Tóth(1979) argumenta que "*um importante corolário do padrão complexo de sistemas de fluxo é que diferentes sistemas podem estar orientados em direções opostas*". Como consequência podem ser geradas regiões estagnantes ou semi-estagnantes onde diferentes sistemas se encontram, e zonas de aprisionamento hidráulico de petróleo (*trapas hidráulicas*) podem ser formadas em locais de fluxo convergente. Na figura 2.7 é apresentado um sumário diagramático das propriedades e manifestações do fluxo regional, não confinado, para bacias com sistemas de drenagem simples e complexos. Atentar para as áreas que representam zonas de aprisionamento hidráulico.

A argumentação básica utilizada por Tóth ao estabelecer os princípios da teoria hidráulica generalizada de migração de petróleo, é que "*as acumulações de hidrocarbonetos estão associadas preferencialmente com partes particulares de sistemas regionais de fluxo*".

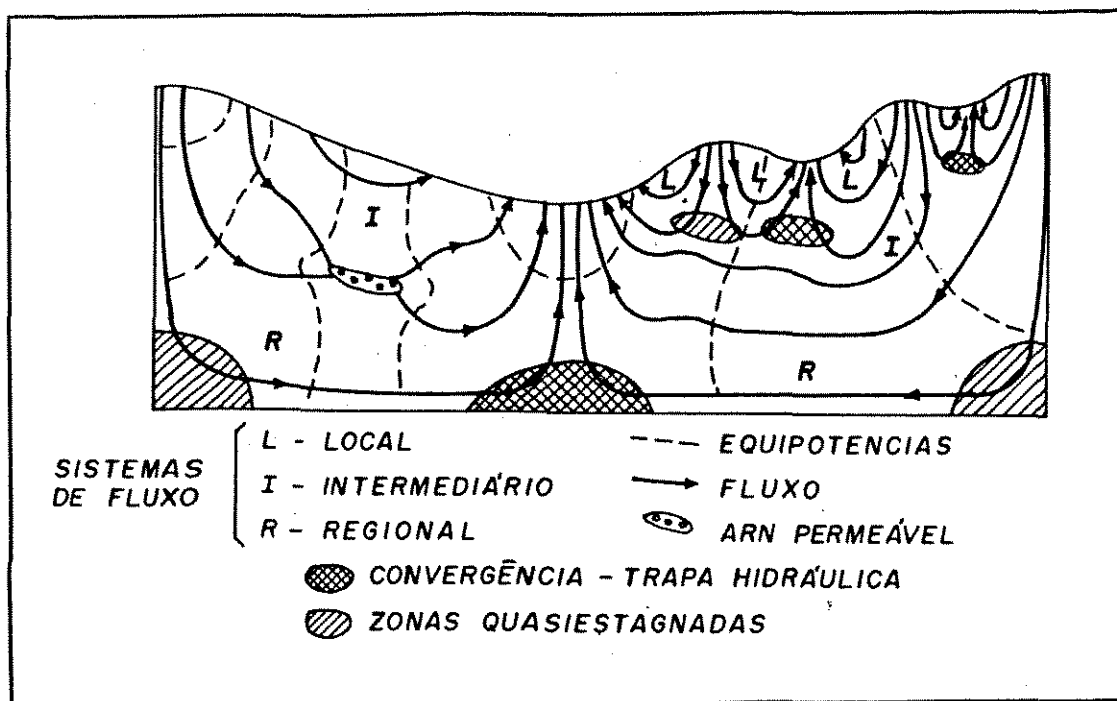


Figura 2.7 - Representação esquemática dos diferentes sistemas de fluxo existentes em uma bacia sedimentar (in Tóth, 1979)

Conceitualmente a teoria se fundamenta na observação de que em bacias de drenagem geologicamente maduras o arcabouço rochoso é contínuo hidráulicamente. Tóth se utiliza de informações coletadas nas bacias de Alberta (Canadá), Parentis (França), Great Lowland (Hungria), Dzungarian (Noroeste da China), e Golfo Pérsico, para justificar tal assertiva.

Os sistemas de fluxo subterrâneos, originados pelas diferenças nas elevações do nível estático da água de formação (*water table*), intimamente relacionados com as feições topográficas da bacia, atuam com diferentes capacidades, ao longo de diferentes partes de sua extensão e, dependendo das condições locais de energia, podem mobilizar,

transportar ou concentrar hidrocarbonetos.

A mobilização e transporte são mais prováveis em ambientes de alta energia, primariamente em áreas de recarga ou regiões de fluxo lateral. Em contra partida, a segregação e concentração de hidrocarbonetos estão associadas com áreas de energia mínima local ou regional. Nas palavras de Tóth(1979), "*Os mínimos locais de energia estão associados com vários tipos de armadilhas hidrodinâmicas causadas por estruturas anticlinais ou domos, terraços estruturais ou narizes anticlinais, homoclinais inclinados contendo barreiras de permeabilidade, ou lentes altamente permeáveis envolvidas por uma matriz de rocha pouco permeável*". Os mínimos regionais de energia, representariam armadilhas hidráulicas correspondentes a áreas de fluxo convergente, que se deslocariam verticalmente para cima em direção a zonas de descarga mais rasas e que deixariam seus hidrocarbonetos retidos por níveis argilosos ou rochas pouco permeáveis. A seção esquemática apresentada na figura 2.8 sintetiza a teoria proposta por Tóth(1979).

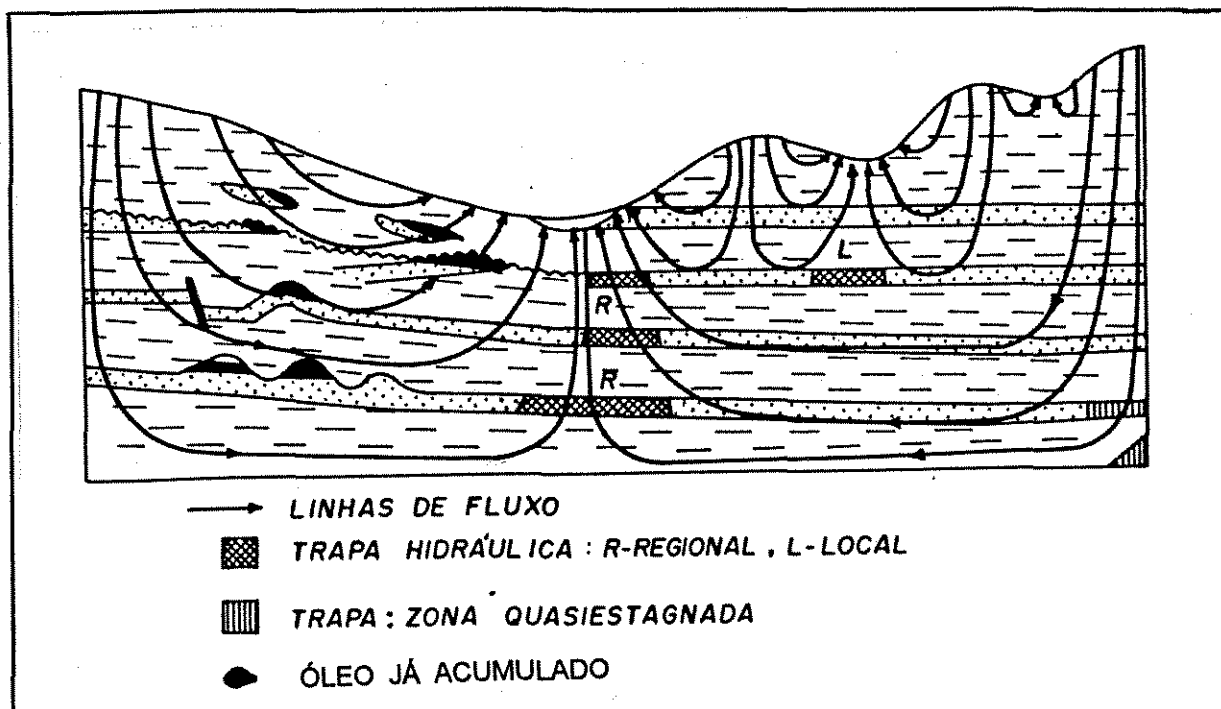


Figura 2.8 - Modelo de aprisionamento hidráulico proposto por Tóth (1979).

2.3.5 - Princípio de Formação de Armadilhas Estratigráficas

Segundo Berg(1975), no processo de migração a força de flutuação é o agente desencadeador da movimentação do óleo no interior das rochas carreadoras. Contudo, este deslocamento é inibido pelas forças capilares, que tendem a impedir que um glóbulo de óleo passe de um poro para outro através das restrições impostas pelas gargantas dos poros (figura 2.9).

Assim, o mecanismo de migração pode ser visto como um estado dinâmico, onde as forças de flutuação que atuam sobre um glóbulo devem ser grandes o suficiente para sobrepor o gradiente de pressão capilar, causado pelo incremento da pressão na garganta do poro. Em regime hidrostático esta condição é representada pela seguinte relação :

$$P_c = \gamma (1/r_1 + 1/r_2) \quad (2.11)$$

onde, r_1 e r_2 correspondem aos raios internos do glóbulo de óleo no interior do sistema poroso, e γ é a tensão interfacial óleo-água.

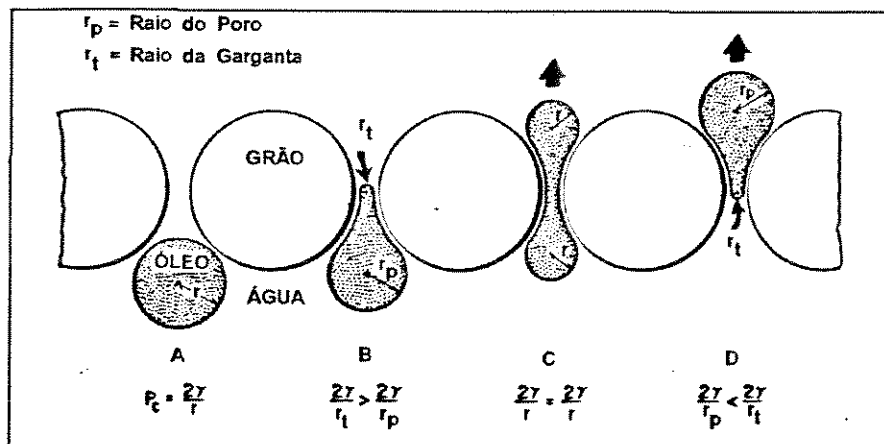


Figura 2.9 - Atuação das forças capilares no meio poroso (Berg,1975)

Se as forças estão desbalanceadas e o glóbulo se desloca, a altura é o único valor que se altera. Isto pode ser acompanhado da aglutinação de outras pequenas bolhas de óleo que se movimentam no interior dos poros, se agregando ao glóbulo original, aumentando assim o seu comprimento. Logo, quando o comprimento do glóbulo (filamento) é aumentado de tal forma que a pressão de flutuação ultrapassa a pressão capilar, então o glóbulo irá se movimentar através das gargantas dos poros. Ou seja,

$$Z \cdot g \cdot (\rho_w - \rho_o) > 2 \gamma \cdot (1 / r_t - 1 / r_p) \quad (2.12)$$

onde, ρ_w é a densidade da água, ρ_o é a densidade do óleo, g é a aceleração da gravidade, Z é a altura vertical do glóbulo, r_t corresponde ao raio da garganta e r_p ao raio do poro.

A altura vertical que deve ser alcançada para que a força de flutuação se iguale ao gradiente de pressão interna é denominada de altura crítica (Z_c) para a migração, como definida por Hobson(1954). Qualquer incremento nessa altura irá propiciar o movimento do óleo para cima. A expressão que representa Z_c , em termos das propriedades de rocha e fluído é dada por

$$Z_c = 2 \gamma (1 / r_t - 1 / r_p) / g(\rho_w - \rho_o) \quad (2.13)$$

A equação (2.13) pode ser resolvida para se encontrar o valor de altura crítica para a migração do óleo, tomando-se uma determinada rocha reservatório ou aquífero idealizado.

Ao se resolver a equação (2.13) para condições de subsuperfície observa-se que a altura crítica é muitas vezes maior que as dimensões dos poros. Logo, o comprimento

vertical do coluna de óleo em fase contínua é tal que a migração do óleo se dá na forma de *filamentos* e não de *glóbulos*. Por exemplo, para migrar através de um arenito de granulometria fina, com diâmetro médio de grãos de 0.2 mm, considerando-se uma diferença de densidade da ordem de 0.1 g/cm³, um filamento de óleo deve ter aproximadamente 300 cm de extensão vertical. Esta altura de coluna de óleo terá uma força de flutuação suficiente para superar a pressão capilar nas gargantas dos poros. Em contra partida, um filamento de gás necessitará de apenas 30 cm de comprimento vertical para superar a pressão capilar.

A equação (2.13) também pode ser aplicada para se estimar as condições de aprisionamento do óleo em função de alterações no tamanho dos grãos. Considerando-se

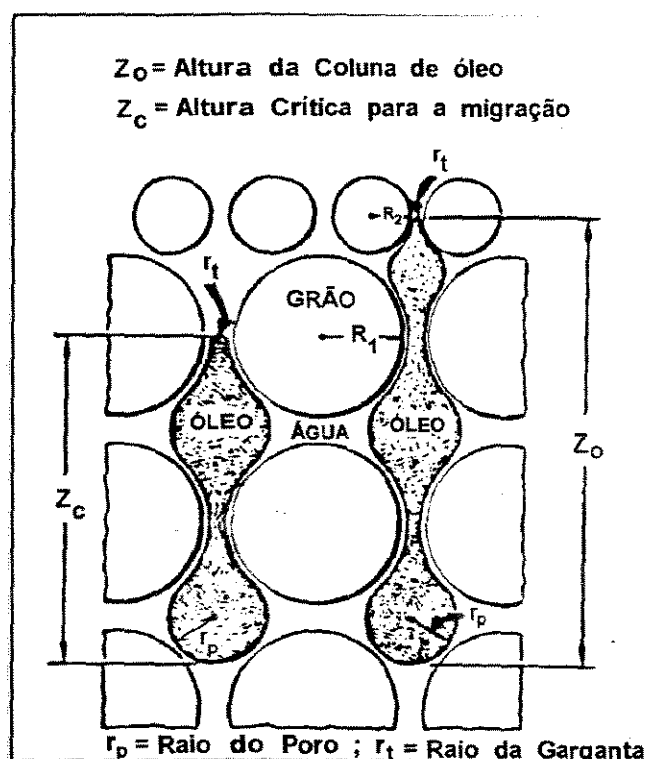


Figura 2.10 - Altura crítica necessária para o óleo vencer a pressão de entrada da litologia com menor granulometria (modificada de Berg, 1975)

o *filamento* de óleo descrito acima, migrando verticalmente para cima em um arenito fino até encontrar um arenito no qual o tamanho médio dos grãos é reduzido à metade (figura 2.10). Para sobrepor a pressão capilar mais elevada nas gargantas dos poros menores, a altura crítica deve aumentar para aproximadamente 760 cm. Só assim haverá força de flutuação suficiente para possibilitar a continuação do processo de migração. Isto equivale a dizer que a altura crítica do filamento agora representa uma coluna de óleo

com extensão Z_o , que pode ser aprisionada em função da redução na granulometria da rocha reservatório.

2.3.6 - Teoria Dinâmica da Migração Secundária

A mais recente teoria sobre a migração secundária foi postulada por Siddiqui & Lake (1992) e recebeu a denominação de "*Teoria Dinâmica de Migração de Hidrocarbonetos*". Se caracteriza por considerar que no processo de aprisionamento do petróleo as forças capilares são desprezíveis, e que a migração secundária pode ser tratada matematicamente através dos métodos das características e da teoria das ondas (*wave theory*). Segundo os autores, o método proposto fornece informações realísticas sobre os tempos de formação das acumulações de óleo, e que o desenvolvimento matemático do modelo é análogo aos trabalhos realizados por Martin (1958) e Sheldon et alii (1959) para estudar a segregação gravitacional do óleo em meios porosos.

Segundo esta teoria, o parâmetro mais importante na migração secundária é a taxa de expulsão do óleo das rochas geradoras, associado com os valores de densidade e viscosidade do óleo e da água de formação, além da permeabilidade do sistema poroso.

A nível de processo, a migração é tratada como sendo composta por duas fases de deslocamento distintas. Na primeira, a frente de migração se desloca sem ter alcançado os limites da unidade carreadora. E na segunda, o deslocamento se dá sob a influência desses limites, quando a frente de migração é barrada pelas fácies selantes, iniciando-se o processo de *preenchimento* da acumulação.

2.3.7 - Discussão

As teorias sobre migração secundária, aqui apresentadas, objetivam situar o presente estudo dentro do contexto histórico que envolve a evolução desse campo do conhecimento. A análise conjunta das teses aqui sintetizadas permite concluir que:

- A tentativa de compreender o processo de migração do petróleo começa com trabalhos de mapeamento geológico, quando se iniciavam de forma sistemática as atividades prospectivas de óleo e gás na última metade do século XIX. Passa em seguida a ser alvo de interesse em escala de laboratório, quando a intenção inicial é voltada para a compreensão física do processo de deslocamento do óleo em meios porosos, através da elaboração de modelos físicos em escala, que buscavam reproduzir as condições presentes nas áreas de acumulação. Os trabalhos mais significativos nessa área foram realizados no início do século XX.

- A partir dos trabalhos de Hubbert (1940,1953) as leis matemáticas que regem a migração começam a ser estabelecidas, significando um marco na compreensão dos mecanismos que controlam o deslocamento dos hidrocarbonetos numa bacia sedimentar. A principal contribuição de Hubbert consistiu em levantar a questão de que a migração secundária só podia ser adequadamente compreendida se fosse analisada dentro de um contexto dinâmico, onde a água presente nas unidades geológicas desempenhavam papel importante no estabelecimento das condições de distribuição e aprisionamento dos hidrocarbonetos em subsuperfície. Pode-se afirmar, portanto, que a *teoria hidrodinâmica de migração*, proposta por Hubbert no início da década de 50, serviu de base para teorias mais modernas, como é o caso da *teoria hidráulica generalizada*, proposta por Tóth em 1979.

- Por sua vez, os estudos envolvendo a análise da influência da pressão capilar, no condicionamento das fases iniciais e finais da migração, vieram completar a compreensão do fenômeno. Como resultado, chegou-se ao estabelecimento dos princípios de formação de armadilhas estratigráficas, que possibilitaram avaliar a migração sob a ótica de que as heterogeneidades internas das unidades carreadoras desempenham papel importante na dinâmica do processo de migração e na distribuição final dos hidrocarbonetos. Um exemplo dessa diferença pode ser observado quando se compara o modelo de aprisionamento diferencial (Gussow, 1954) com o modelo de formação de armadilhas estratigráficas (PRC, 1959a, 1960a; Berg, 1972). É importante frisar que ao invés desses dois modelos serem excludentes, eles se complementam para explicar a formação de acumulações ditas mistas, onde se observa a influência de componentes estruturais e estratigráficas.

- Sobre a perspectiva de utilização das teorias de migração ditas clássicas, observa-se que as mesmas se restringem a uma análise estática do processo de migração, possibilitando avaliar apenas momentos específicos do fenômeno, seja sua fase inicial (como no caso do princípio de formação de armadilhas estratigráficas) ou final (caso da teoria hidrodinâmica de migração).

Como resultado desta análise conclui-se que as inovações nesta área passam obrigatoriamente pela utilização de simuladores de fluxo. Isto porque, a partir da resolução das equações de escoamento de fluidos em meios porosos, para diferentes tempos, é possível estudar o processo de migração secundária, desde o momento de entrada do óleo nas unidades carreadoras até a fase final de aprisionamento, possibilitando reconstituir de forma completa a história de migração numa determinada área ou bacia. Este é o tema discutido no capítulo seguinte desta dissertação.

CAPÍTULO 3

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA MIGRAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

3.1 - Modelos de Simuladores Numéricos

A simulação de fluxo é uma das maneiras mais eficientes para se descrever quantitativamente o escoamento de fluidos em meios porosos, seja com altas ou baixas taxas de deslocamento. Na indústria do petróleo os simuladores numéricos têm sido utilizados com bastante sucesso, especialmente nas atividades exploratórias. Estudos nesta área vêm sendo conduzidos desde o final da década de 50, tendo como resultado o desenvolvimento de uma grande variedade de simuladores de fluxo comerciais, hoje tomados como ferramenta fundamental para os trabalhos de gerenciamento de reservatórios.

Já nas atividades prospectivas de petróleo, o uso de modelos numéricos tem um

desenvolvimento mais recente. Trabalhos pioneiros nesta área foram realizados por Welte & Yüklér(1981), que propuseram a construção de um modelo dinâmico determinístico de bacia, tridimensional, capaz de reproduzir as condições de geração e migração de hidrocarbonetos (figura 3.1). Posteriormente, modelos mais sofisticados foram elaborados, incluindo aqueles propostos por Duran et alii (1983), Ungerer et alii (1987), Nakayama (1987), Nakayama & Lerche (1987), e

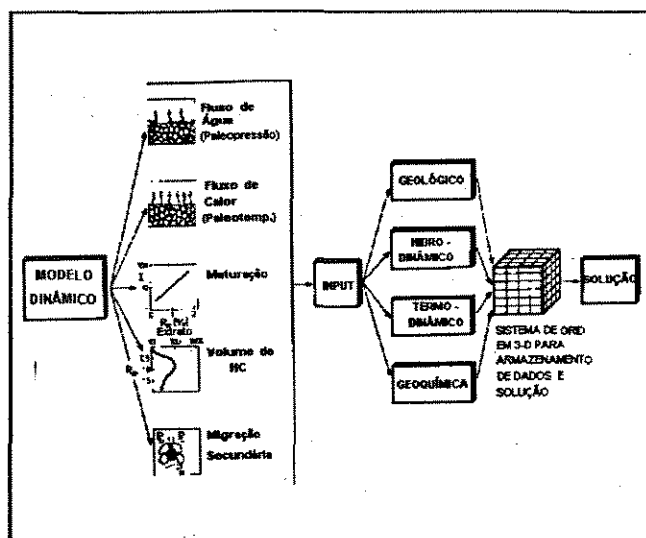


Figura 3.1 - Modelo de simulação dinâmica proposto por Welte & Yüklér(1981).

Jabour & Nakayama (1988). Em geral, estes modelos consideram a história de subsidência e compactação da bacia, as condições de maturação da rocha geradora, migrações primária e secundária, com ênfase para a quantificação das taxas de expulsão e volume de hidrocarbonetos aprisionado nas unidades armazenadoras. Uma das versões mais modernas deste tipo de modelo foi proposta por Ungerer et alii (1990). Este simulador é denominado *Temispack*, resultado de um projeto coordenado pelo Instituto Francês de Petróleo, e se caracteriza por reconstruir a evolução estrutural da bacia, juntamente com seu fluxo térmico, reconstituindo as condições de geração e migração dos hidrocarbonetos.

Paralelamente, foram desenvolvidos modelos para o estudo em escala de campo, levando-se em consideração características específicas de determinadas acumulações e avaliando apenas o processo de migração secundária. Destacam-se neste contexto os trabalhos realizados por Garven (1989), que investiga a formação do campo gigante de Athabasca (Canadá); Rostron (1990), que apresenta um modelo de simulação numérica para a migração de óleo através de reservatórios lenticulares, tomando por base um reservatório da formação Belly River, localizado na porção centro-oeste da bacia de Alberta (Canadá); Braester et alii (1991), que estuda a formação das acumulações de óleo no flanco SW do graben do Mar Morto (Israel) com auxílio de um simulador tri-fásico, bidimensional; e Rostron (1993), que avalia as propriedades das rochas capeadoras no controle do aprisionamento diferencial do óleo, utilizando como cenário o *trend* de recifes de Rimbey-Meadowbrook, localizado na porção central da bacia de Alberta (Canadá).

O presente estudo se enquadra dentro da filosofia deste último grupo de modelamento. O processo da migração secundária será analisado com auxílio de um simulador numérico trifásico, capaz de modelar o fluxo de água, óleo e gás, em um sistema poroso, levando em consideração as variações de solubilidade do gás no óleo em

função da pressão. Este tipo de simulador de fluxo é denominado "Black-Oil" e será utilizado para modelar a migração nas escalas de laboratório, de campo, e de bacia.

Cabe ressaltar ainda os modelos desenvolvidos por Lehner et alii (1987) e Sylta (1991), que utilizam conceitos distintos daqueles descritos anteriormente. No primeiro, a migração é modelada como sendo um fluxo em regime quase-estacionário, em relação ao tempo geológico, que é expressa por termos de "*fonte*" ou "*sumidouros*", numa equação diferencial que traduz a evolução da migração e reconstitui os padrões das acumulações. O segundo, se destaca por apresentar uma abordagem não convencional, segundo a qual a migração é modelada através da técnica de "*traçado de raio*". Esta solução difere essencialmente dos esquemas numéricos comumente usados (diferenças finitas e elementos finitos), por simular o movimento dos fluidos em subsuperfície como uma série de eventos instantâneos. Tal abordagem resulta em ganhos consideráveis de tempo computacional, devido ao fato de só trabalhar com intervalos de tempo relativamente grandes, da ordem de milhares de anos.

3.2 - Como Operam os Simuladores de Fluxo

As equações diferenciais parciais, que descrevem o fluxo de fluidos no meio poroso, não podem, na maioria das vezes, ser resolvidas analiticamente. Elas podem, contudo, ser resolvidas numericamente através da substituição das equações diferenciais por *equações de diferenças*. O que implica em uma discretização, ou seja, subdivisão da distância e do tempo em incrementos definidos. Em outras palavras, para se utilizar as *equações de diferenças* é necessário tratar o meio poroso como se fosse composto por volumes elementares discretos, nos quais se possa calcular as mudanças existentes no interior de cada um desses volumes em cada intervalo de tempo específico. Estes volumes elementares do meio poroso são comumente referenciados como blocos (ou

células) de uma determinada malha de simulação. Já os intervalos de tempo são denominados passos-de-tempo (*timesteps*). Em essência, pode-se afirmar que o problema matemático a ser resolvido pelo simulador numérico se reduz ao cálculo do fluxo, ou transferência de massa, entre blocos adjacentes, em intervalos de tempo regulares.

Pelos aspectos comentados acima, conclui-se que a precisão com a qual um sistema poroso pode ser descrito, e a acuracidade com que o escoamento dos fluidos pode ser calculado irá depender do número de blocos usados no modelo. Na figura 3.2 são ilustrados os tipos mais comuns de modelos utilizados para a discretização de reservatórios.

3.3 - Equações Governantes

As equações que descrevem o escoamento de fluido multifásico, imissível, sob condições isotermais, em um meio poroso podem ser expressas da seguinte maneira (Peaceman,1977):

$$\nabla \left[\frac{K K_{rw} \rho_w}{\mu_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla d) \right] + q_w = \frac{\partial (\phi \rho_w S_w)}{\partial t} \quad (3.1)$$

$$\nabla \left[\frac{K K_{ro} \rho_o}{\mu_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla d) \right] + q_o = \frac{\partial (\phi \rho_o S_o)}{\partial t} \quad (3.2)$$

$$\nabla \left[\frac{K K_{rg} \rho_g}{\mu_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla d) \right] + q_g = \frac{\partial (\phi \rho_g S_g)}{\partial t} \quad (3.3)$$

onde, ∇ é o operador diferencial; t é o tempo [T]; d é a profundidade em relação a um datum [L]; ϕ é a porosidade; q^* é um termo fonte ou sumidouro [L^3/T]; ρ é a densidade do fluido [M/LT]; p é a pressão do fluido [M/LT^2]; S é a saturação de fluido; e Kr é a permeabilidade relativa. Os subscritos w , o e g se referem a cada fluido em particular; no caso, água, óleo e gás, respectivamente.

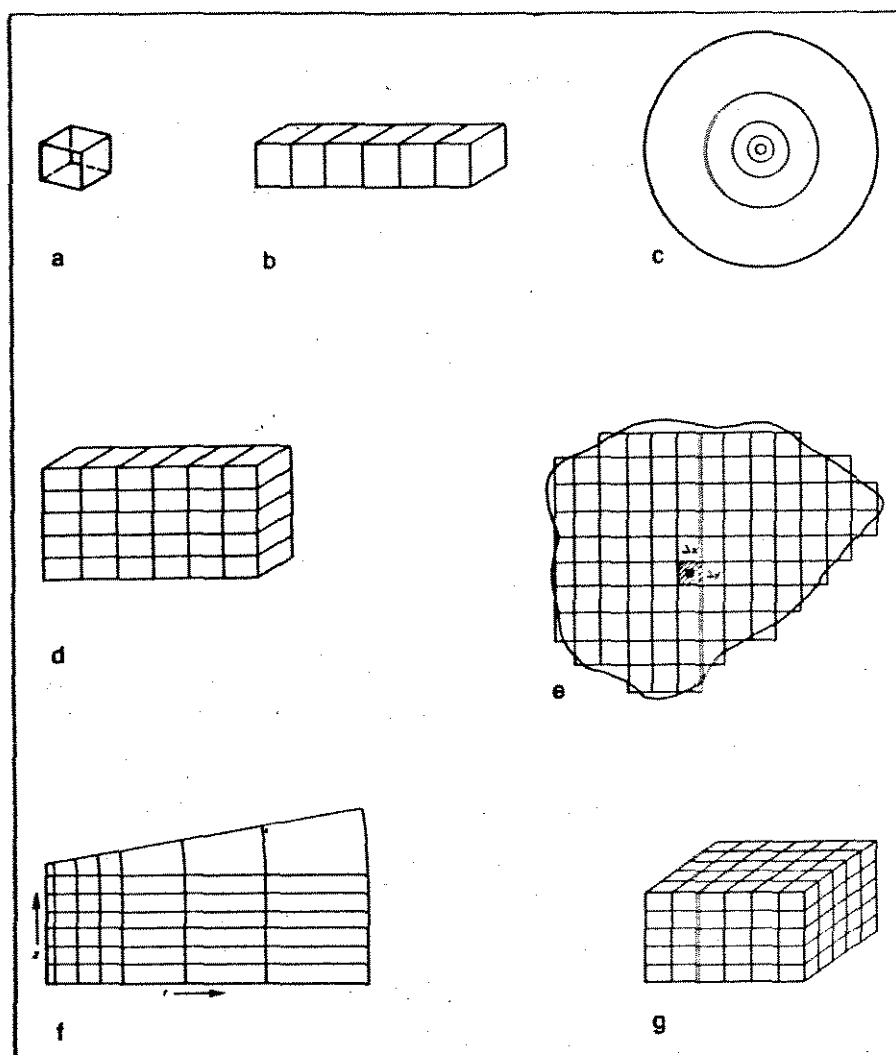


Figura 3.2 - Tipos de malhas de simulação: (a) dimensão zero (tanque); (b) cartesiano unidimensional; (c) radial bidimensional; (d) cartesiano bidimensional; (e) cartesiano bidimensional; (f) radial tridimensional; (g) cartesiano tridimensional (Mattax & Dalton, 1990).

As equações acima resultam da aplicação da *lei de Darcy* para fluxo tri-fásico, imiscível; em combinação com as equações de balanço de material (ou de continuidade) para as fases água, óleo e gás.

Para a descrição completa do modelo matemático são necessárias algumas relações auxiliares (Mattax & Dalton,1990) :

- (a) A soma dos volumes das três fases deve ser igual ao volume poroso, em qualquer ponto do sistema. Ou seja,

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (3.4)$$

- (b) As permeabilidades relativas são tomadas como sendo funções da saturação de fluido, em qualquer posição do sistema. Ou seja,

$$K_{ro} = K_{ro}(S_o, S_w) , \quad (3.5)$$

$$K_{rw} = K_{rw}(S_o, S_w) , \quad (3.6)$$

$$K_{rg} = K_{rg}(S_o, S_w) , \quad (3.7)$$

- (c) As pressões capilares são tomadas também como sendo funções da Saturação. Ou seja,

$$P_{cow} = P_o - P_w = P_{c_{ow}}(S_o, S_w) , \quad (3.8)$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o = P_{c_{go}}(S_o, S_w) , \quad (3.9)$$

$$P_{cgw} = P_g - P_w = P_{c_{go}} - P_{c_{ow}} \quad (3.10)$$

Neste caso, $P_{c_{ow}}$ é assumida ser uma função apenas de S_w , enquanto $P_{c_{go}}$ é assumida ser uma função apenas de S_g .

(d) A densidade (ρ), viscosidade (μ) e os fatores de formação de volume (β) de cada fase são tomados como uma função da Pressão. Ou seja,

$$\rho_f = \rho_f(P_f), f = o, w, g; \quad (3.11)$$

$$\mu_f = \mu_f(P_f), f = o, w, g; \quad (3.12)$$

$$\beta_f = \beta_f(P_f), f = o, w, g; \quad (3.13)$$

(e) A solubilidade é expressa como uma função da pressão da fase óleo. Ou seja,

$$R_s = R_s(P_o) \quad (3.14)$$

Outras funções que aparecem nas equações diferenciais são dependentes apenas da posição. São elas, a permeabilidade e a profundidade, que podem ser expressas por:

$$K_x = K_x(x, y, z); \quad (3.15)$$

$$K_y = K_y(x, y, z); \quad (3.16)$$

$$K_z = K_z(x,y,z) ; \quad (3.17)$$

e

$$D = D(x,y,z) \quad (3.18)$$

Já a porosidade, é função tanto da pressão como da posição. Assim,

$$\phi = \phi(P_o, x, y, z) \quad (3.19)$$

Cabe ressaltar que a porosidade se relaciona com a pressão de fluido através da equação de compressibilidade da rocha, que é expressa na forma:

$$\phi = \phi_r [1 - C_r (p - p_r)] \quad (3.20)$$

Onde: C_r é a compressibilidade da formação [LT^2/M]; p_r é a pressão de referência [M/LT^2]; ϕ_r é a porosidade tomada na pressão de referência; e p é a pressão do fluido [M/LT^2].

Tomando-se por base as considerações acima, as equações (3.1), (3.2) e (3.3) podem ser combinadas com as equações (3.4) e (3.8), obtendo-se as formas finais das equações diferenciais que descrevem o escoamento dos fluidos no sistema poroso, escritas para as condições óleo/água e óleo/gás:

$$\nabla \cdot \left[\frac{K K_{rw} \rho_w}{\mu_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla d) \right] + q_w =$$

$$\frac{\partial (\phi \rho_v S_v)}{\partial t} + \nabla \cdot \left[\frac{K K_{rv} \rho_v}{\mu_v} \nabla P_{cov} \right] \quad (3.21)$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{K K_{ro} \rho_o}{\mu_o} (\nabla P_o - \rho_o g \nabla d) \right] + q_o = \frac{\partial (\phi \rho_o (1 - S_v - S_g))}{\partial t} \quad (3.22)$$

Nas duas equações acima os termos pressão do óleo e saturação de água são parâmetros não conhecidos do sistema e são calculados para cada intervalo de tempo (*timestep*) considerado.

A permeabilidade relativa ao óleo e à água, bem como a pressão capilar são parâmetros de entrada que são obtidos geralmente a partir de ensaios de laboratório realizados em amostras de rocha (*plugs*). Os valores de densidade do óleo (ρ_o) e água (ρ_w) podem ser obtidos a partir de medidas diretas em laboratório ou inferidas com base na composição de cada uma das fases.

3.4 - IMEX

O IMEX é um simulador tri-fásico do tipo "black-oil", desenvolvido pelo Computer Modeling Group (CMG), um centro de pesquisa sediado em Calgary (Canadá), especializado no desenvolvimento de simuladores numéricos voltados para a atividade de engenharia de reservatórios.

Este simulador leva em consideração os termos gravitacionais e capilares das equações de fluxo de fluidos em meios porosos. Trabalha com sistemas de coordenadas cartesianas, cilíndricas ou mistas. E permite utilizar configurações bi e tridimensionais com qualquer um destes três sistemas.

Dentre outras características apresentadas pelo IMEX, levadas em consideração para a escolha do tipo de simulador, destacam-se ainda:

- Capacidade de trabalhar com malha de espessura e profundidade variada;
- Capacidade de levar em consideração os efeitos de histerese nas curvas de pressão capilar;
- Possibilidade de se utilizar na simulação tipos diferentes de óleo.

No presente estudo será utilizada a versão 93.00 do IMEX, que possibilita trabalhar tanto em escala de laboratório como de campo. As simulações serão realizadas em dois ambientes distintos: (a) microcomputador (PC); e (b) estações de trabalho (workstation). Na tabela 3.1 estão sumarizadas as características dos equipamentos utilizados (*hardware*).

TIPO	MODELO	MEMÓRIA (RAM)	SISTEMA OPERACIONAL	PERFORMANCE
PC	486-DX	8,0 Mb	DOS	—
WORKSTATION	SUN-SPARC- 10/52	64,0 Mb	SunOS 4.1.3	94 mips/cpu

Tabela 3.1 - Características básicas dos equipamentos de informática utilizados.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA EM ESCALA DE LABORATÓRIO

O processo de migração secundária do petróleo se desenvolve em escala de poro, sendo governado essencialmente pela interação de forças capilares, de flutuação e hidrodinâmicas, como demonstram os estudos realizados por Hubbert(1953), PRC(1959b,1959c,1960a), Berg(1972,1975), Showalter(1979) e England et alii(1987). A atuação e intensidade destas forças são dependentes do sistema poroso que compõe o arcabouço rochoso em subsuperfície, refletidas pelas condicionantes litológicas e estruturais das unidades carreadoras e armazenadoras, além das propriedades físico-químicas dos fluidos presentes (Neglia,1979). Dentro deste contexto, é de fundamental importância que se compreenda a dinâmica da movimentação dos hidrocarbonetos e da água de formação no meio poroso, sob condições controladas, para que se possa analisar o fenômeno em escala de bacia.

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos em laboratório, envolvendo o estudo do processo de migração secundária do óleo em escala macroscópica (centimétrica a decimétrica), e confrontados com as respostas alcançadas com auxílio de modelos equivalentes submetidos ao simulador de fluxo. Compara-se também os resultados com aqueles observados por Dembicki & Anderson (1989) e Catalan et alii (1992), que investigaram o fenômeno sob condições semelhantes.

4.1 - OBJETIVOS

Os ensaios realizados em laboratório têm como principal objetivo fornecer subsídios ao estudo da migração secundária em escala de bacia. A intenção é avaliar os mecanismos que governam o deslocamento do óleo em meio poroso previamente

saturado de água, como resultado da interação rocha-fluído, dentro de dois contextos geológicos distintos: (a) meio poroso vertical e (b) meio poroso inclinado.

Os principais parâmetros investigados dizem respeito às velocidades de deslocamento do óleo no meio poroso, forma de avanço da frente de migração, impacto de heterogeneidades de pequena escala (milimétrica) e volumes de óleo retidos durante a etapa de deslocamento na rocha carreadora.

4.2 - ENSAIOS LABORATORIAIS

4.2.1 - Aparatos Utilizados

Os aparatos utilizados para estudar o processo de migração secundária são apresentados nas figuras 4.1 e 4.2. O primeiro, conduzido com o objetivo de investigar a migração vertical, consiste de areia compactada em tubo de acrílico rígido com diâmetro de 2,75 cm e 96,0 cm de comprimento. O segundo, visando investigar a migração lateral do óleo, se constitui num meio poroso elaborado em tubo plástico de alta densidade, transparente, que reproduz um perfil ao longo de uma seção sedimentar favorável à migração e traçamento de hidrocarbonetos. O tubo encurvado possui diâmetro interno de 3,72 cm e comprimento total de 200,0 cm.

4.2.2 - Procedimentos Experimentais

Para a elaboração dos corpos de prova utilizou-se areia de rio, peneirada nas frações Grossa, Média e Fina. Após a fase de peneiramento, a argila originalmente presente nas amostras foi retirada através de lavagem em água corrente.

Os procedimentos adotados na preparação dos meios porosos foram:

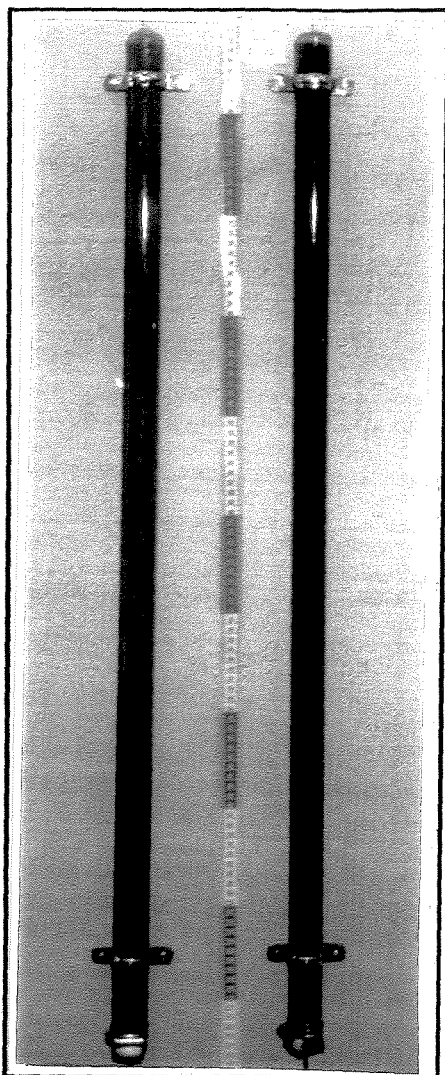


Figura 4.1- Aparato utilizado para o estudo da migração vertical.

a - Preenchimento do tubo com volume conhecido de água previamente desaerada;

b - Deposição dos grãos de areia, mantendo-se a coluna na posição vertical e em constante vibração, para maior efetividade da compactação do meio poroso;

c - Isolamento da extremidade superior do tubo, mantendo-se o meio saturado por água;

d - Medição da permeabilidade à água, através do método da injeção com pressão constante;

e - Injeção de um volume conhecido de óleo, através da extremidade superior da coluna, com auxílio de uma seringa cirúrgica, acompanhada da recuperação do volume de água deslocado, utilizando-se um sistema de tubo em "U" conectado na extremidade oposta, conforme mostrado na figura 4.3;

f - Manutenção do corpo de prova em repouso pelo período de 24 horas, para se obter o equilíbrio da interface óleo-água;

g - Colocação do tubo na posição inicial de observação, girando-o 180°, de modo que a porção saturada de óleo passe a ocupar a parte basal do corpo de prova;

h - Monitoramento da frente de avanço do óleo, através da realização de medições

da distância, em intervalos regulares de tempo, tomando-se por base a posição inicial da interface óleo-água no início do ensaio (tempo zero).

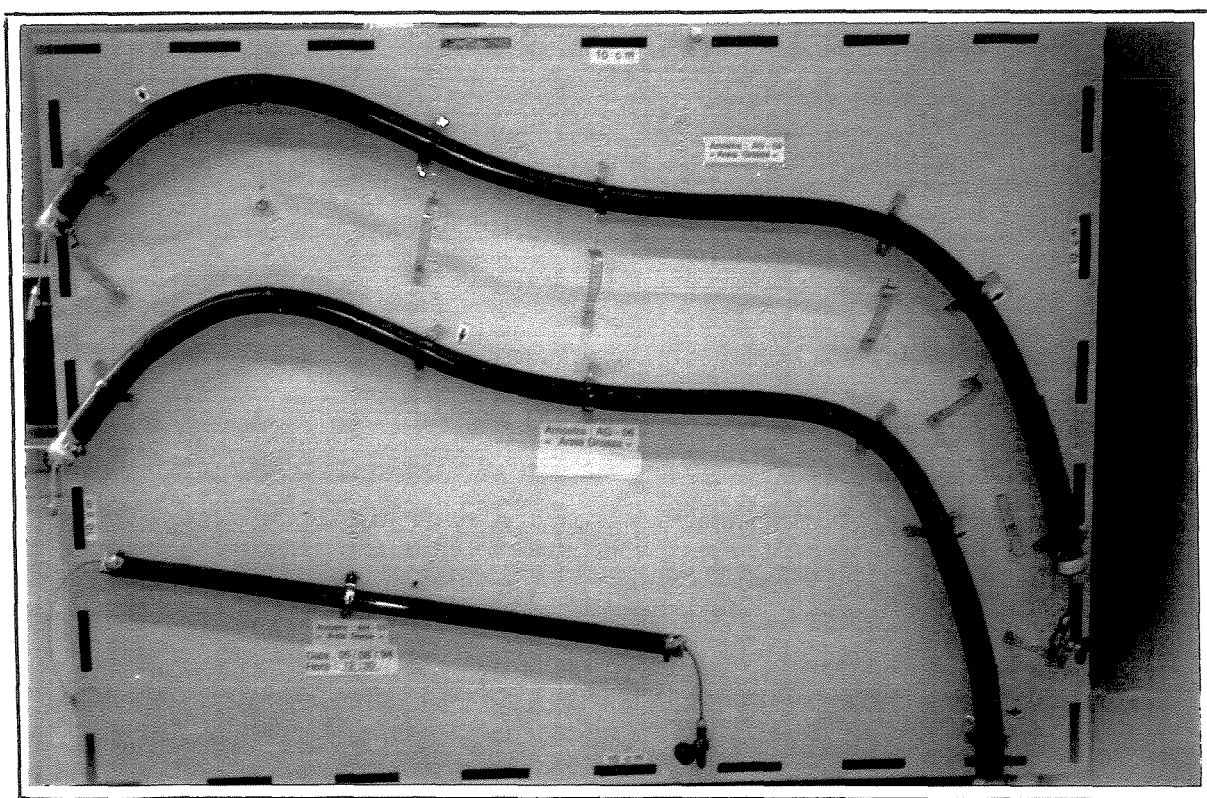


Figura 4.2 - Aparato utilizado para os experimentos com tubo encurvado e meio poroso inclinado.

Alguns procedimentos complementares foram adotados durante a preparação das amostras, com o objetivo de possibilitar um maior controle sobre os ensaios realizados, bem como para obter dados petrofísicos a serem utilizados na etapa de simulação de fluxo. Foram eles:

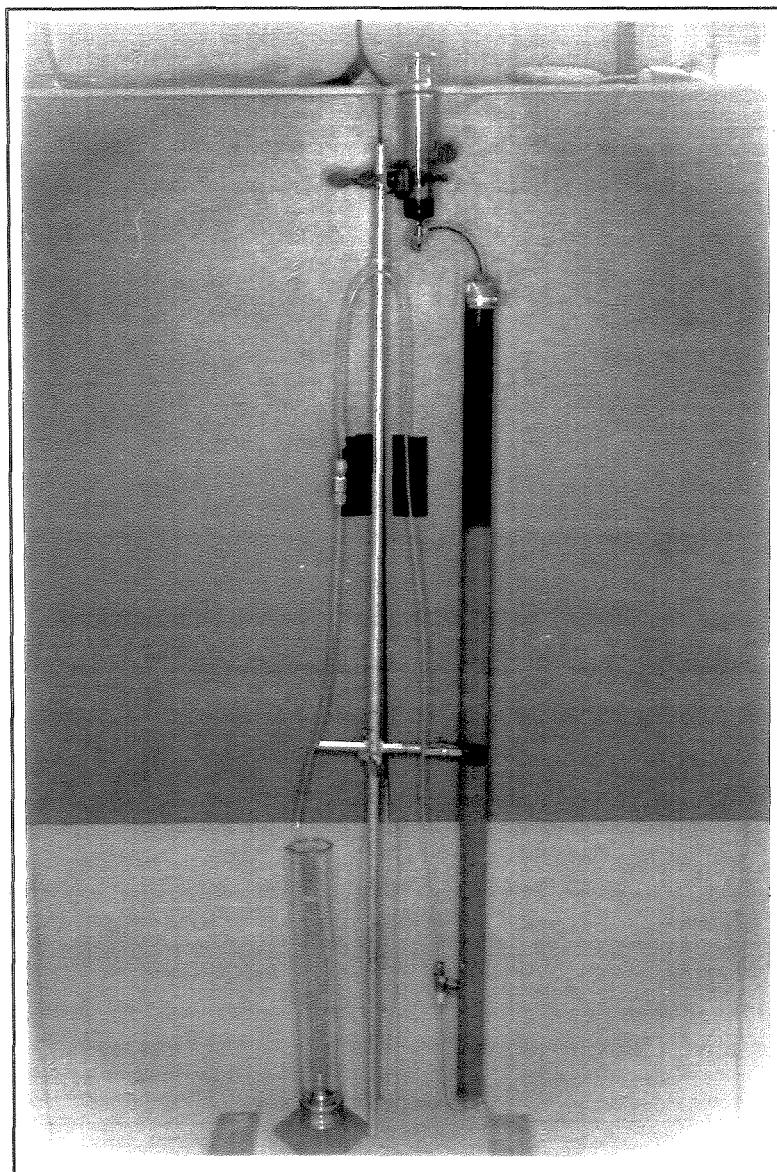


Figura 4.3 - Procedimento utilizado para a injeção de óleo no meio poroso. Atentar para o sistema de tubo em "U" empregado na recuperação da água deslocada pelo óleo.

- Elaboração de *plugs* nas frações areia grossa, média e fina, utilizando-se resina sintética como agente de agregação dos grãos (cimentação artificial). Empregou-se na preparação das amostras uma relação de 95%, em peso, de grãos, para 5% de resina. A homogenização do agregado foi realizada manualmente. Os *plugs* foram modelados com auxílio de tubos de pvc rígido nos diâmetros de 1 e 1,5 polegadas (figura 4.4). Foram medidas as seguintes propriedades petrofísicas nestas amostras: a) Porosidade; b) Permeabilidade Absoluta; e c) Pressão Capilar. Também foram confeccionadas lâminas delgadas com o objetivo de se descrever a forma de arranjo dos grãos do sistema poroso em estudo.

- Criação de rugosidade na parede interna dos cilindros de acrílico e tubos encurvados. Para tal, fez-se uso de resina sintética transparente como agente de fixação de microesferas de vidro (fração

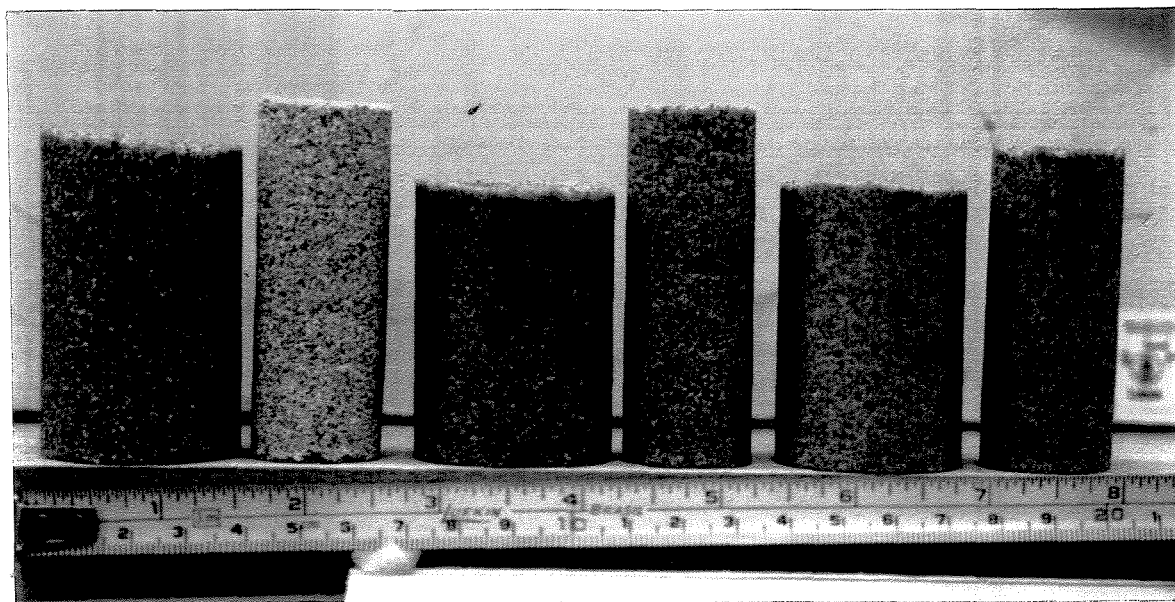


Figura 4.4 - Plugs artificiais utilizados para a medida de parâmetros petrofísicos, nas frações areia grossa (esquerda), média (centro) e fina (direita).

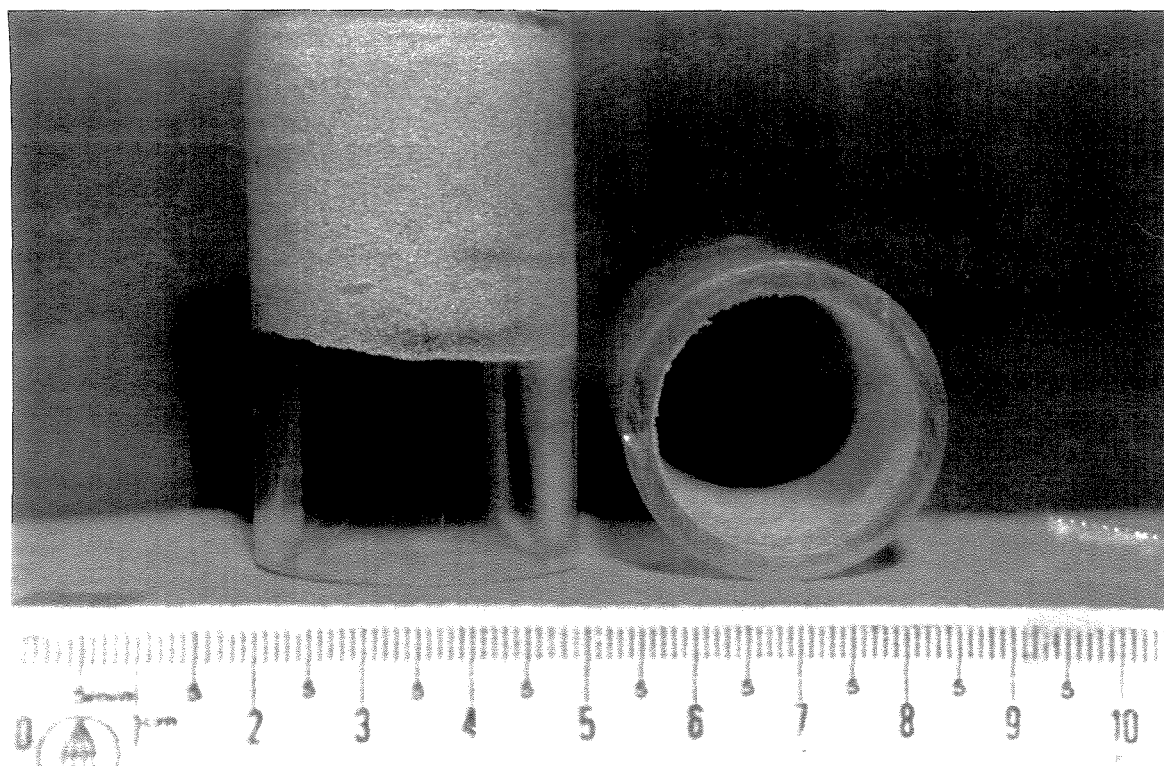


Figura 4.5 - Rugosidade interna criada no tubo de acrílico com auxílio de microesferas de vidro.

areia muito fina), conforme mostrado na figura 4.5. Este procedimento foi adotado com a finalidade de se evitar o possível efeito de escorregamento do óleo através da parede do tubo, durante o processo de migração. No caso dos tubos de acrílico, os experimentos foram realizados com auxílio de dois tubos rugosos e dois lisos. A análise comparativa dos resultados, discutidos no item seguinte, mostraram que o fenômeno de escorregamento através da parede não ocorreu nos tubos com parede interna lisa.

Os fluídos utilizados foram: a) Água destilada, com salinidade reconstituída (500 ppm de NaCl), apresentando densidade de $1,003 \text{ g/cm}^3$ @ 25° C ; b) Hidrocarboneto líquido, correspondendo a uma mistura de óleo diesel (90%) e óleo cru (10%), com densidade variando entre $0,821 \text{ g/cm}^3$ e $0,861 \text{ g/cm}^3$ e viscosidade de $5,23 \text{ cP}$ @ 30° C .

4.2.3 - Resultados Obtidos

4.2.3.a - Migração Vertical

A tabela 4.1 relaciona as condições experimentais e velocidades médias de deslocamento da frente de migração do óleo em cada ensaio.

As maiores taxas de deslocamento da frente de migração foram obtidas na fração areia grossa. As velocidades intervalares medidas variaram entre $5,0 \text{ cm/h}$ e $30,0 \text{ cm/h}$ nos ensaios realizados com areia de rio, e alcançando valores máximos da ordem de $35,0 \text{ cm/h}$ no experimento realizado com esferas de vidro. Conforme representado no gráfico distância vs tempo, mostrado na figura 4.6, este deslocamento não se dá com velocidade

constante. O processo se desenvolve na forma de pulsos de migração, onde se verifica a alternância de períodos de altas e baixas velocidades. Tal comportamento é melhor observado no gráfico de velocidade intervalar apresentado na figura 4.7. Para a fração areia média observaram-se taxas de deslocamento inferiores, com velocidades médias variando entre 8,5 cm/h a 9,5 cm/h. Contudo, mostrando menores contrastes de velocidades intervalares quando comparadas com aquelas medidas na fração areia grossa (figura 4.8).

Experimento	Orientação da Coluna	Permeabilidade (Darcy)	Densidade do óleo (g/cm ³)	Volume de Óleo Injetado (cm ³)	Altura da Coluna de Óleo (cm)	Velocidade média de deslocamento (cm/h)
AG-02**	Vertical	57,600	0,859	46,0	24,5	25,3
AG-05a*	Vertical	24,360	0,861	47,0	25,5	11,6
AG-05e*	Vertical	34,700	0,861	47,0	23,5	32,6
AM-02**	Vertical	Não Medida	0,821	35,0	23,0	8,5
AM-04*	Vertical	29,460	0,821	45,0	25,0	9,5
AF-02**	Vertical	10,050	0,821	42,0	25,0	1,38
AG = Areia Grossa; AM = Areia Média; AF = Areia Fina; (*) = Tubo Liso; (**) = Tubo Rugoso Obs: O experimento AG-05e* foi realizado com esferas de vidro na fração areia grossa.						

Tabela 4.1 - Características dos experimentos realizados para análise da migração vertical.

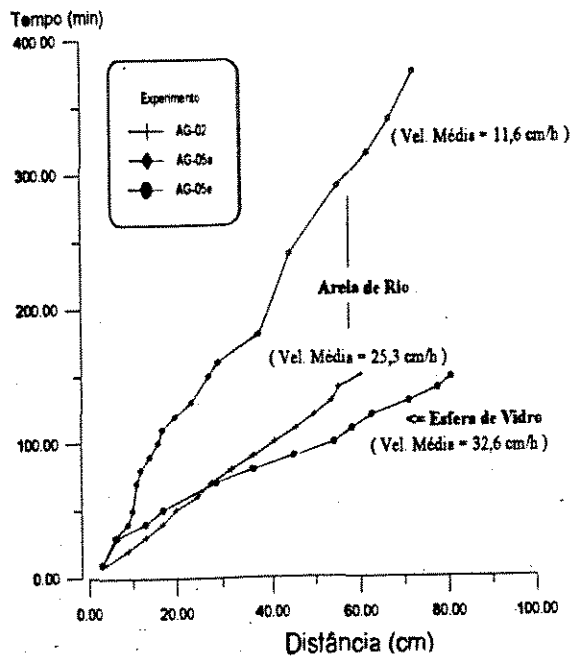


Figura 4.6 - Gráfico distância vs tempo para a fração Areia Grossa.

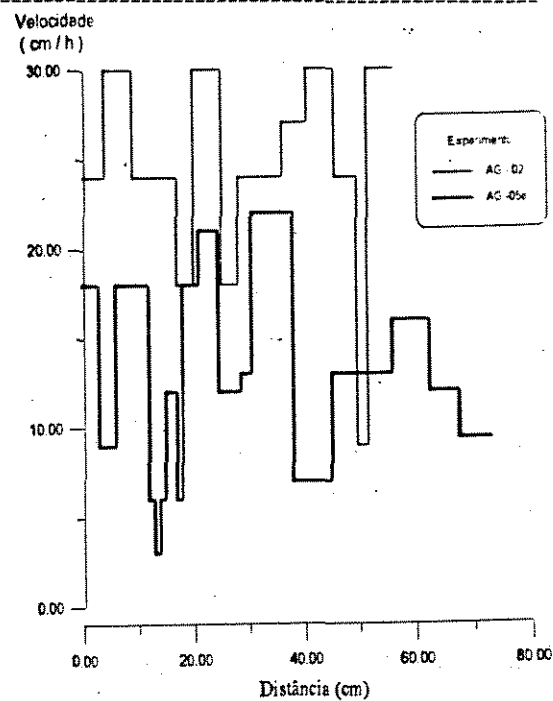


Figura 4.7 - Gráfico de Velocidade Intervalar vs Distância.

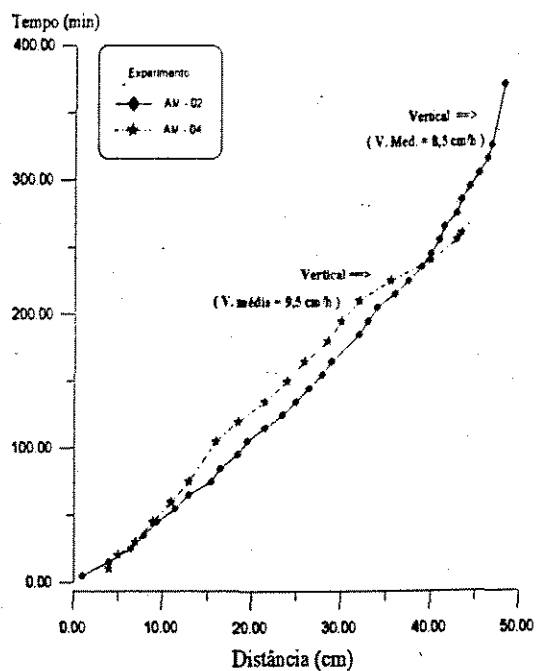


Figura 4.8 - Gráfico Distância vs Tempo para a fração areia média.

Cabe ressaltar a maneira como a frente de migração evolue com o tempo, dada a sua importância no desenvolvimento do processo de migração. Este se inicia com a formação de uma frente de desequilíbrio dinâmica (*finger*), que avança com uma taxa de deslocamento relativamente elevada e que se caracteriza por apresentar uma largura da ordem de 2,0 a 5,0 mm. Esta frente se desloca com velocidade constante até atingir uma extensão de 5,0 cm a 10,0 cm, medida a partir do contato água-óleo. Nesta etapa, a frente de migração tem a sua velocidade reduzida, sendo acompanhada por um período de acúmulo de massa (óleo) na região onde se desenvolve o *finger*, refletindo-se num aumento da largura do mesmo. Concluída esta fase reinicia-se o processo de formação de um novo *finger*, correspondendo a um novo incremento na velocidade de deslocamento da frente. Esta forma de avanço, observado em todos os ensaios realizados, define um padrão de comportamento que se caracteriza por sua ciclicidade.

Conforme mostrado na figura 4.9, a migração se processa através de caminhos tortuosos, que ocupam um volume relativamente pequeno de rocha. Tais caminhos preferenciais permanecem inalterados durante toda a fase de deslocamento do óleo desde a área de entrada, na porção basal do meio poroso, até a área de acumulação na porção superior da coluna.

Visando avaliar a eficiência do processo de migração, foi medida a saturação do óleo ao longo de todo o corpo de prova de um dos experimentos, em intervalos regulares de 10,0 cm. O perfil de saturação obtido (figura 4.10) mostrou que nas seção intermediária os valores são inferiores a 2,0%, evidenciando o pequeno volume de rocha usado como rota de migração. Saturações de óleo da ordem de 5% foram calculadas na porção inferior da coluna, onde situava-se a coluna inicial de óleo, correspondendo à saturação de óleo residual na área correspondente à seção de entrada do óleo na rocha carreadora. Este perfil de saturação está de acordo com aquele obtido por Catalan et alii(1992). Adotou-se para o cálculo da saturação de óleo o mesmo procedimento descrito

por Catalan et alii (1992), que consiste da separação da fase óleo em cada fração de amostra (no caso, a intervalos regulares de dez centímetros) através de lavagem dos grãos em água. O volume de óleo foi medido com auxílio de uma proveta graduada, após a separação dos dois fluidos presentes por segregação gravitacional. Para o cálculo da saturação de óleo considerou-se uma porosidade de 42%, valor obtido com auxílio de porosímetro.

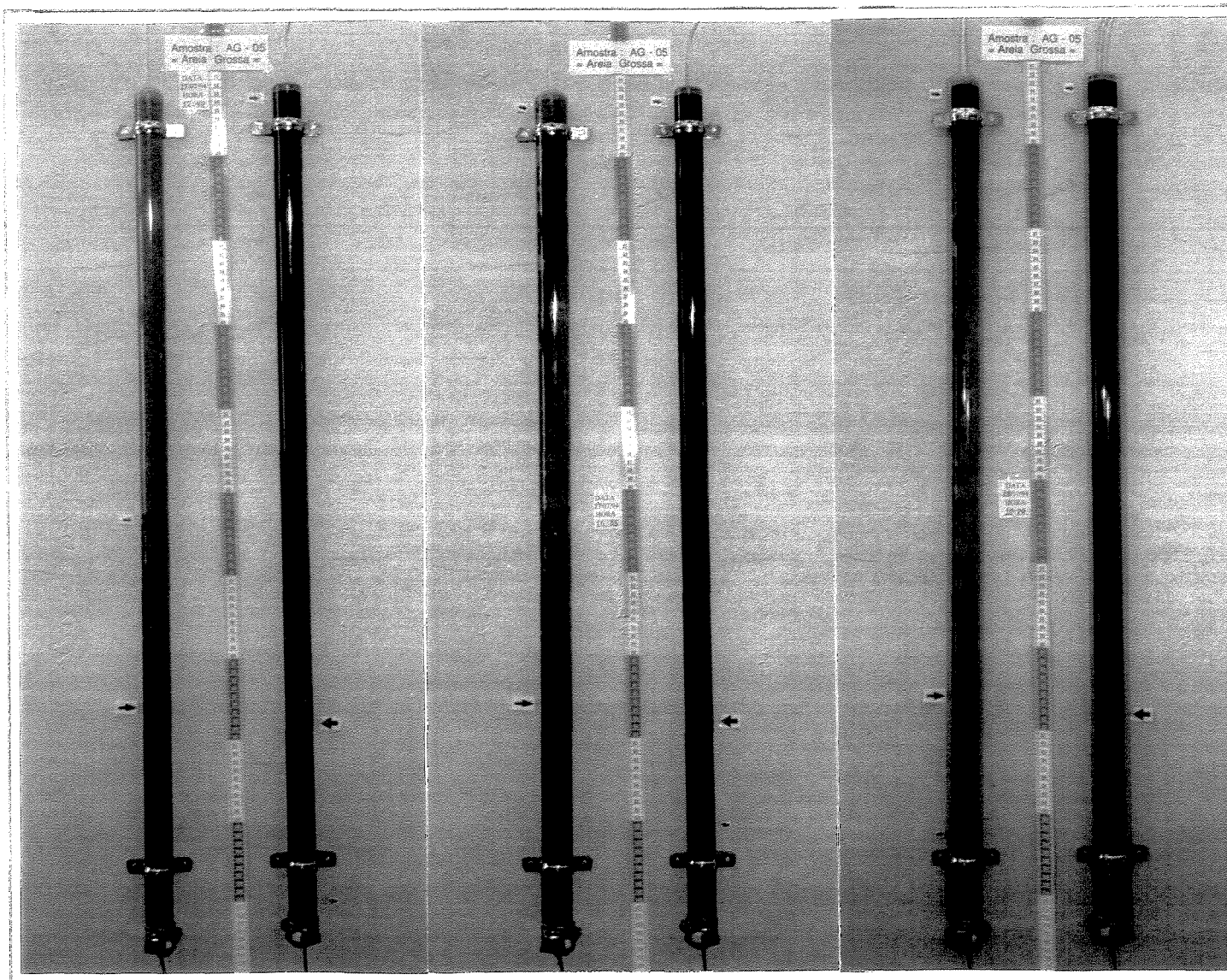


Figura 4.9 - Forma de avanço da frente de migração para sistemas porosos verticais.

=> Fração : Areia Grossa ; $\rho_o = 0,8611 \text{ g/cm}^3$

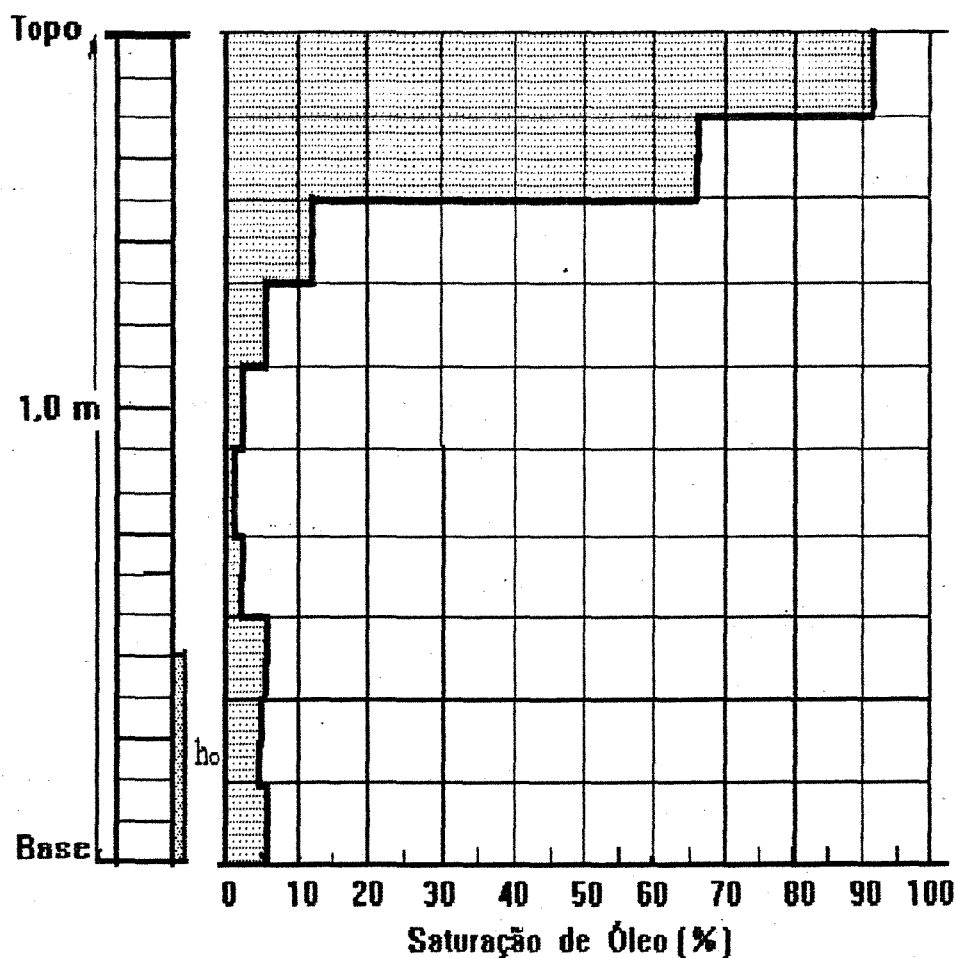


Figura 4.10 - Perfil de saturação de óleo após concluído o processo de migração secundária em meio poroso vertical. Atentar para as baixas saturações de óleo na porção intermediária do tubo (Amostra AG-05a).

4.2.3.b - Migração Lateral

A análise da migração lateral foi realizada em duas etapas. Na primeira, utilizou-se dos tubos rígidos de acrílico posicionados com inclinações de 10° e 20° , tomando-se por referência o plano horizontal. Na segunda, fez-se uso do sistema poroso construído

em tubo plástico transparente encurvado (figura 4.2).

As figuras 4.11a a 4.11c mostram a evolução da frente de migração com o tempo. Pode-se observar que o deslocamento do óleo se dá preferencialmente através da face superior do corpo de prova. Neste processo de deslocamento é utilizada uma fração pouco expressiva do sistema poroso, correspondendo a uma espessura inferior a 1/4 do diâmetro do cilindro. Cabe observar que a largura da faixa ocupada pelo óleo no processo de deslocamento é menor que aquela observada na migração vertical, o que reflete a maior focalização do mecanismo de migração quando este se dá em meio inclinado.

O deslocamento da frente de migração se dá na forma de pulsos, intercalando-se períodos de alta velocidade relativa, com períodos de baixa, à semelhança do que se observa na migração vertical. As velocidades calculadas variaram entre 0,2 cm/h e 7,5 cm/h. Durante a fase inicial da migração pode-se verificar que estas velocidades são superiores às medidas na migração vertical. Porém, à medida que a frente de migração se distancia da posição onde situa-se a interface água/óleo inicial, esta taxa de deslocamento se reduz, passando a apresentar valores inferiores aos observados na migração vertical, para uma mesma granulometria (figura 4.12). Este comportamento inicial, aparentemente anômalo, se deve à influência da altura inicial da coluna de óleo, conforme demonstraram os ensaios realizados por Catalan et alii (1992).

Visando avaliar o impacto de heterogeneidades de pequena escala (milimétrica) no processo de migração, foram criados níveis de baixa permeabilidade, quando da elaboração do corpo de prova encurvado. Estes horizontes pouco permeáveis correspondem a níveis com maior concentração de mica, que foram gerados pela interrupção do processo de sedimentação da areia, quando da preparação do corpo de prova, correspondendo a reduções na taxa de fornecimento de sedimento durante a fase

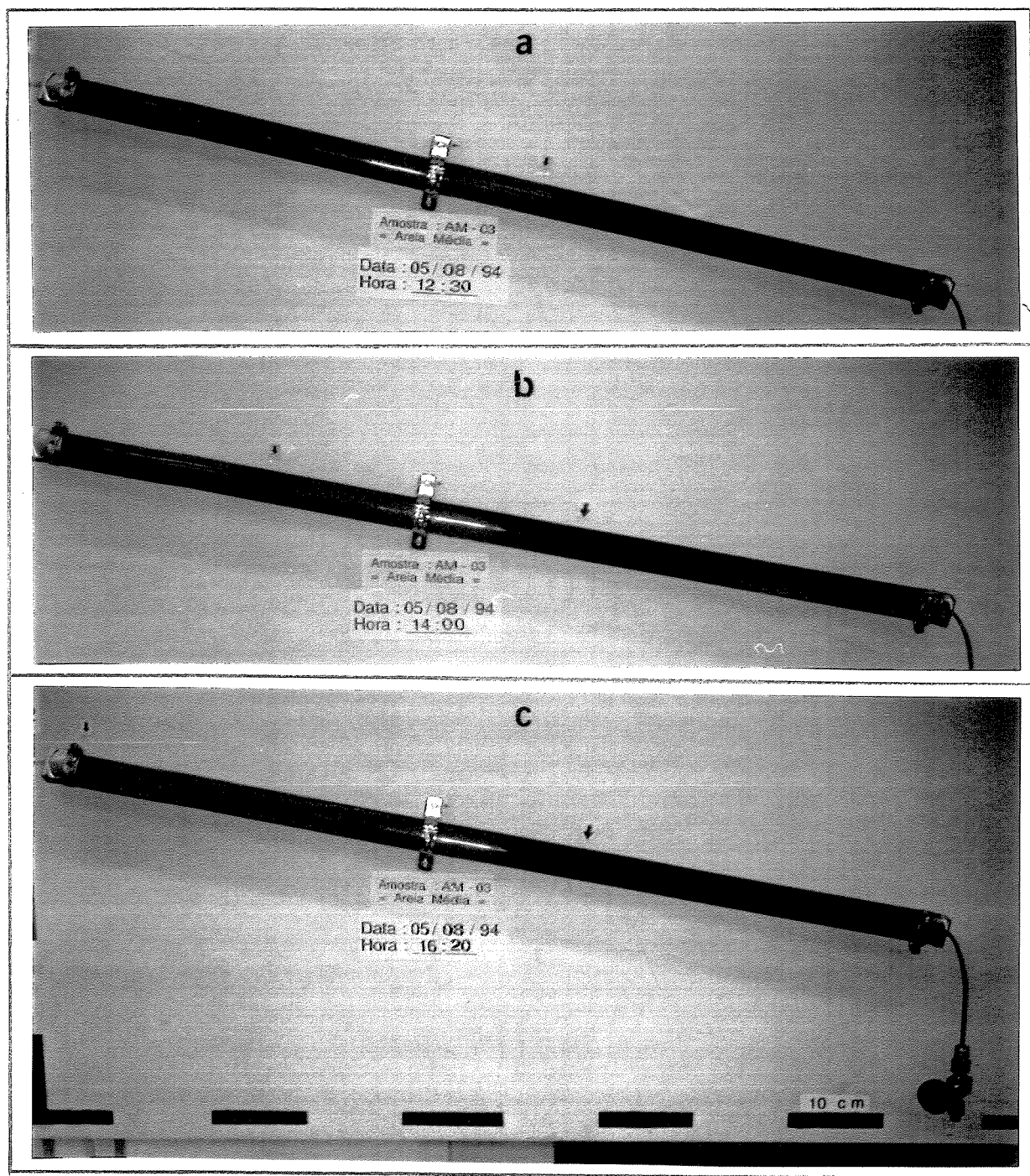


Figura 4.11 - Evolução da migração em meio poroso inclinado. (A) Estágio inicial (B) Estágio intermediário [$t = 90$ min] ; e (C) Início da fase de acumulação [$t = 230$ min].

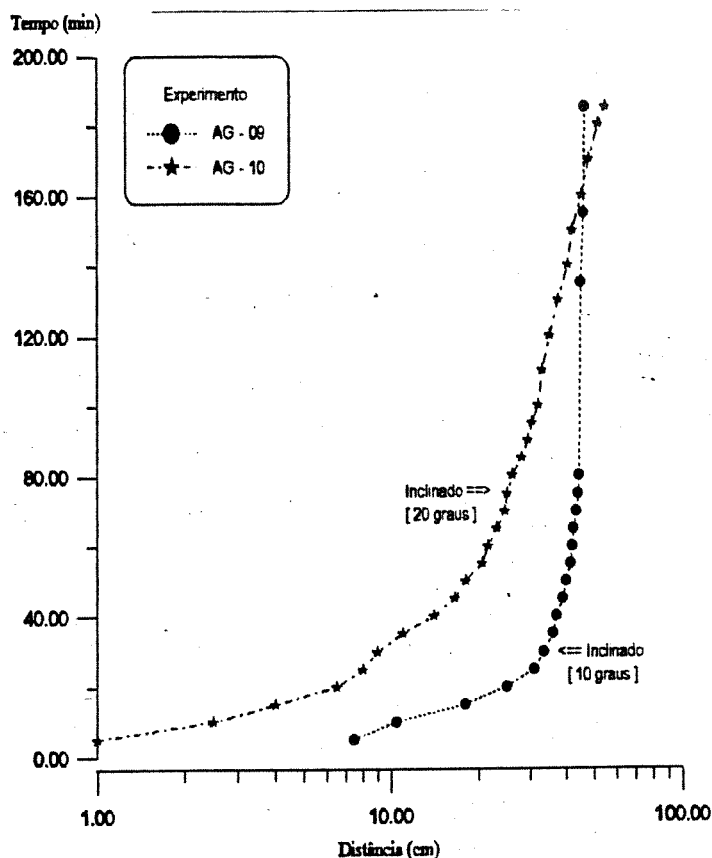


Figura 4.12 - Evolução da migração com o tempo para meio poroso inclinado (fração areia grossa).

de preenchimento do tubo cilíndrico. Estes níveis com maior concentração em mica se formam em função do retardo na velocidade de decantação das micas devido à sua forma placoide.

Conforme mostrado na figura 4.13, estas restrições ao fluxo estão posicionadas na porção correspondente à zona de alta inclinação, situada logo após a interface água/óleo. Iniciado o processo de migração, pode-se observar que tais barreiras de permeabilidade oferecem uma resistência ao fluxo tal, que retêm uma coluna de óleo com altura

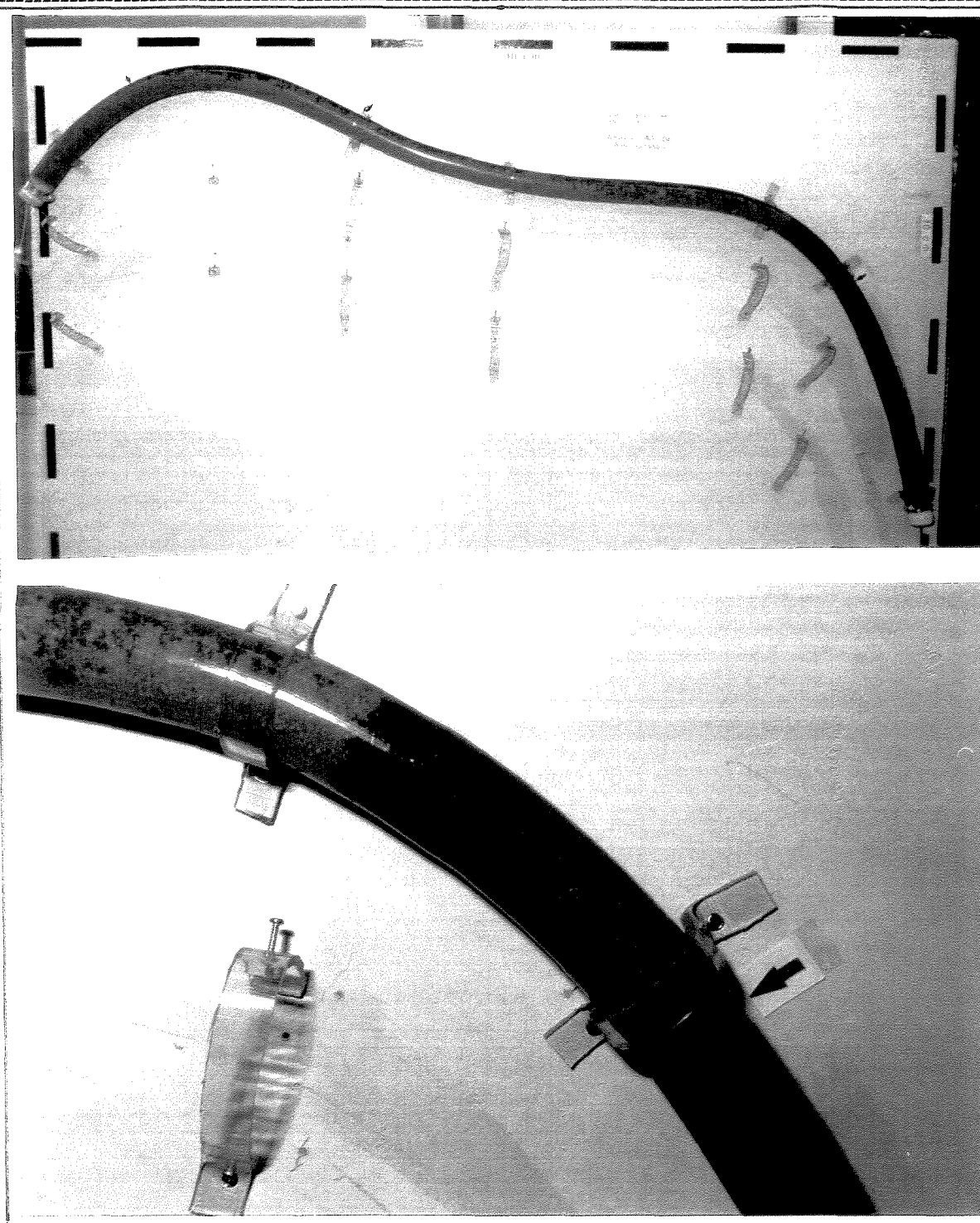


Figura 4.13 - Influência das barreiras de permeabilidade na migração lateral. Estas barreiras correspondem a níveis enriquecidos em mica.

aproximada de 7,0 cm, a partir da qual o mesmo encontra condições de prosseguir seu deslocamento. Concluído o processo de migração, verifica-se a retenção de um volume considerável de óleo através da zona pouco permeável, dando origem a um aprisionamento do tipo estratigráfico.

O perfil de velocidade intervalar, apresentado na figura 4.14, revela que também neste caso o deslocamento da frente de migração se dá na forma de pulsos, com a intercalação de períodos de baixa e alta velocidade relativa.

A figura 4.15 mostra a evolução da migração em quatro estágios distintos, para meio poroso constituído por areia grossa.

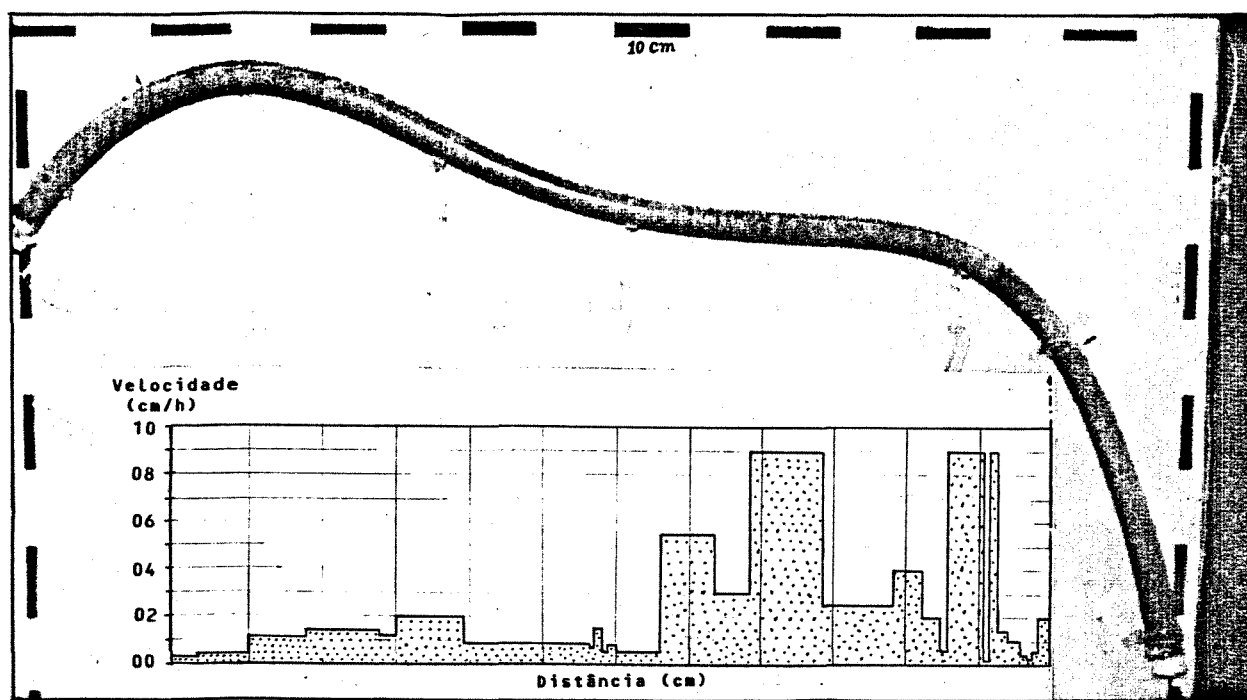
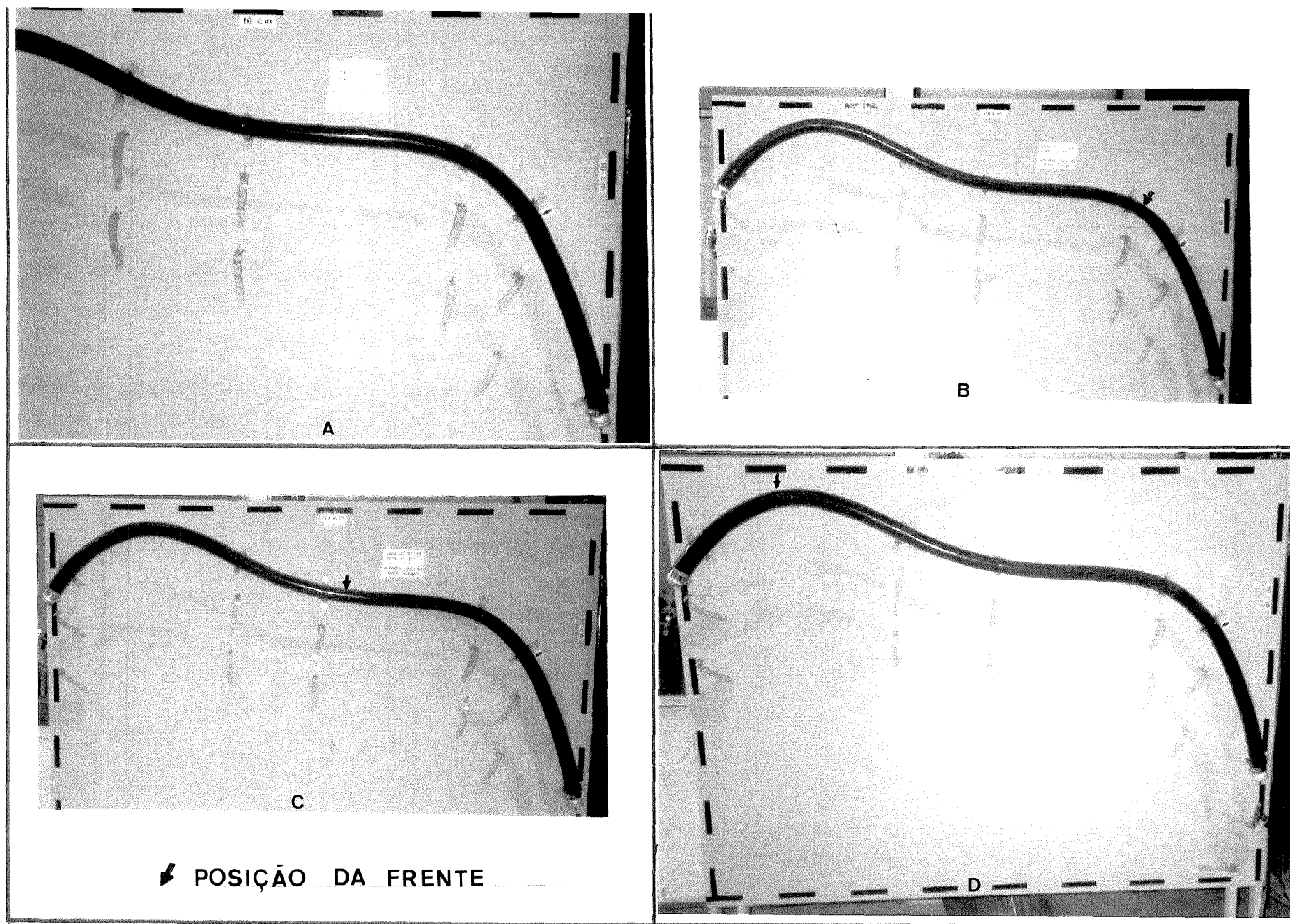


Figura 4.14 - Perfil de velocidade intervalar obtido para ensaio realizado em meio poroso apresentando variações de inclinação ao longo da rota de migração.



3.2.4 - Discussão

Os experimentos demonstraram que a migração secundária é um processo de transporte muito eficiente. Uma quantidade relativamente pequena do óleo é perdida, na forma de óleo residual, ao longo dos caminhos restritos que definem a rota de migração. Tal comportamento se traduz, em escala de bacia, de indícios de óleo restritos ao longo das rotas de migração, dificultando consideravelmente sua identificação em subsuperfície, conforme já considerado por Showalter & Hess (1982) e Dembicki & Anderson (1989). Os níveis de saturação de óleo nas áreas ocupadas pelo óleo durante a migração variam entre 10% e 30%, como revelam os estudos realizados por Schowalter (1979) e England et alii (1987).

A granulometria tem efeito importante no processo de migração secundária, para arenitos pouco argilosos e sem cimentação, efetiva quando mantidas condições similares de compactação. A velocidade observada na fração areia fina foi da ordem de cinco vezes menor que aquelas calculadas para as frações areia grossa. Da mesma forma, o grau de arredondamento e a rugosidade dos grãos se constituem num forte condicionante da velocidade de deslocamento da frente de migração. O ensaio realizado em meio poroso construído com esferas de vidro na fração areia grossa mostrou que a velocidade média neste meio é aproximadamente duas vezes superior àquelas medidas em meio poroso elaborado com areia de rio. Uma análise comparativa destas velocidades nas diferentes granulometrias pode ser feita com auxílio do figura 4.16. Cabe observar que em todos os ensaios realizados as maiores velocidades, considerando-se cada fração granulométrica individualmente, foram calculadas nas fases intermediária e final migração. Este comportamento define a existência de dois regimes de fluxo no processo de deslocamento do óleo, que devem ser levados em consideração quando se analisa a velocidade média de deslocamento da frente de migração.

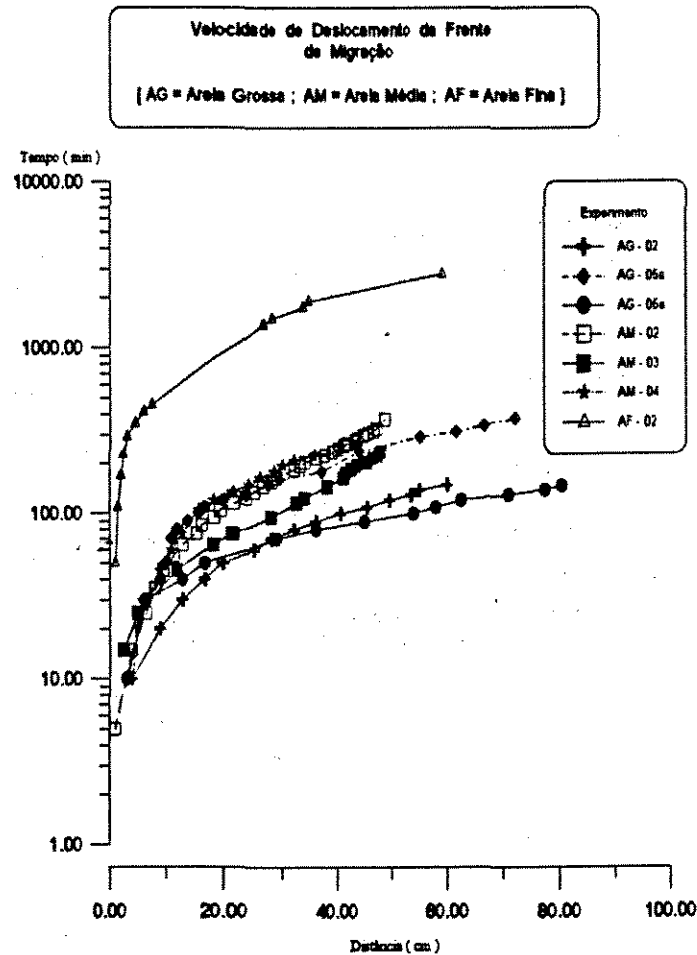


Figura 4.16 - Gráfico distância vs tempo para os ensaios realizados em meio poroso vertical nas frações areia grossa, média e fina.

As permeabilidades medidas nos meios porosos artificiais, utilizados em laboratório, apresentaram a mesma ordem de grandeza obtida em arenitos fluviais recentes (Pryor, 1973), como pode-se observar na figura 4.17. Estes resultados evidenciam que a compactação dos corpos de prova reproduzem bem as condições permoporosas encontradas em fácies reservatório que ainda não foram submetidas a processos diagenéticos que resultem na redução do espaço poroso, seja por cimentação ou compactação acentuada.

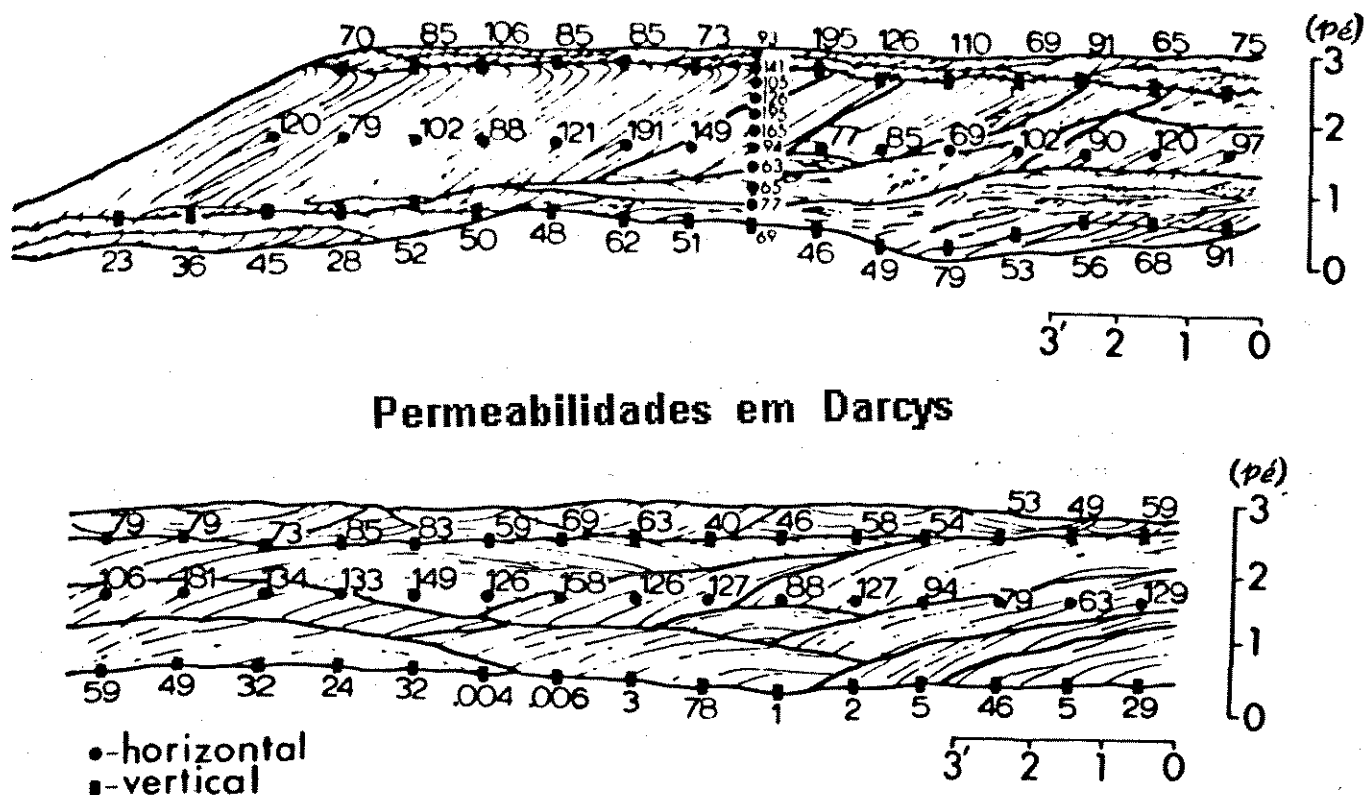


Figura 4.17 - Permeabilidades medidas em depósitos fluviais recentes (Pryor, 1973).

Comparando-se as formas de arranjo dos grãos e as dimensões dos poros existentes nos corpos de prova utilizados (figuras 4.18a a 4.18c), com aquelas observados nas fácies reservatório com melhores características permo-porosas da formação Açu (figuras 4.18d a 4.18f), pode-se afirmar que as ordens de grandeza das taxas de deslocamento da frente de migração são passíveis de serem utilizadas como parâmetro de referência para o estudo da migração secundária desta unidade litoestratigráfica.

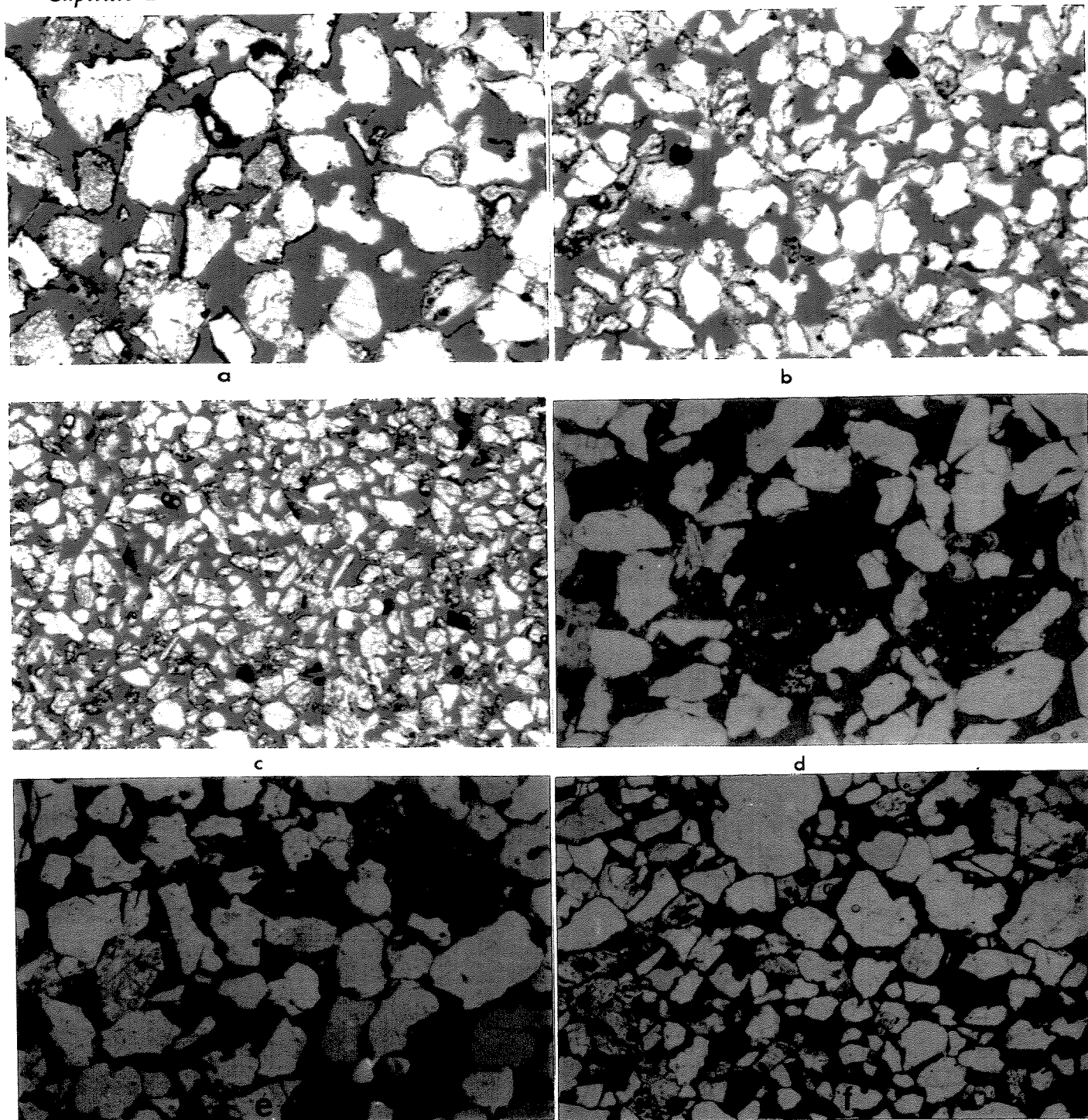


Figura 4.18 - Comparação dos sistemas porosos artificiais criados com areia de rio, nas frações grossa (A), média (B) e fina (C), com amostras retiradas de arenitos da Formação Açu (D,E,F).

Heterogeneidades de pequena escala mostraram-se eficientes barreiras, restritivas ao processo de migração, com capacidade para reter quantidades consideráveis de óleo na forma de armadilhas (trapas) estratigráficas em escala macroscópica (centimétrica). Os mecanismos responsáveis pela formação destas zonas de retenção do óleo, ao longo da rota de migração, se relacionam com as condições impostas pelas diferenças nas pressões de entrada do óleo, reflexo das variações faciológicas presentes no sistema poroso. Os mecanismos responsáveis por tal comportamento foram discutidos com mais detalhes no capítulo 2. Uma análise detalhada sobre o processo de formação de armadilhas estratigráficas é encontrada nos relatórios de Pesquisa da Petroleum Research Corporation (PRC, 1959a; PRC, 1960a) e Berg (1975).

4.3 - SIMULAÇÃO DE ALTA RESOLUÇÃO

As simulações de alta resolução foram realizadas em modelos equivalentes àqueles usados em laboratório, tanto para investigação do processo de migração vertical como lateral. Tiveram como objetivo principal avaliar a capacidade do simulador em reproduzir o processo de migração, bem como para possibilitar uma análise de sensibilidade das propriedades de rocha e fluido mais impactantes no processo de deslocamento do óleo e da água no sistema poroso.

As propriedades de rocha e fluido utilizadas na simulação encontram-se sumarizadas na tabela 4.2. As curvas de permeabilidade relativa (K_{ro} e K_{rw}) correspondem àquelas definidas por Buckley & Leveret (1942), estabelecidas para areias inconsolidadas (figura 4.19). Os dados de pressão capilar foram estimados a partir das relações definidas por Haines (1930), que permite obter curvas de embebição e drenagem

com base nos valores de raio médio dos grãos e tensão interfacial óleo-água (figura 4.19).

PROPRIEDADE	VALOR
Porosidade	42 %
Permeabilidade	57,00 D
Densidade da água	1,00 g / cm ³
Densidade do óleo	0,861 g / cm ³
Viscosidade da água	1,000 cP
Viscosidade do óleo	5,34 cP

Tabela 4.2 - Propriedades de rocha e fluido utilizadas como parâmetros de entrada para a modelagem em escala de laboratório.

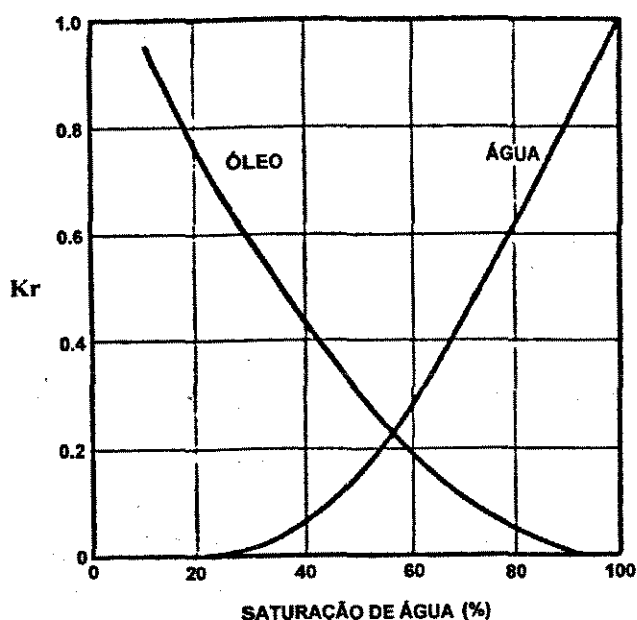


Figura 4.19 - Curvas de permeabilidade relativa para arenitos inconsolidados (Buckley & Leveret, 1942).

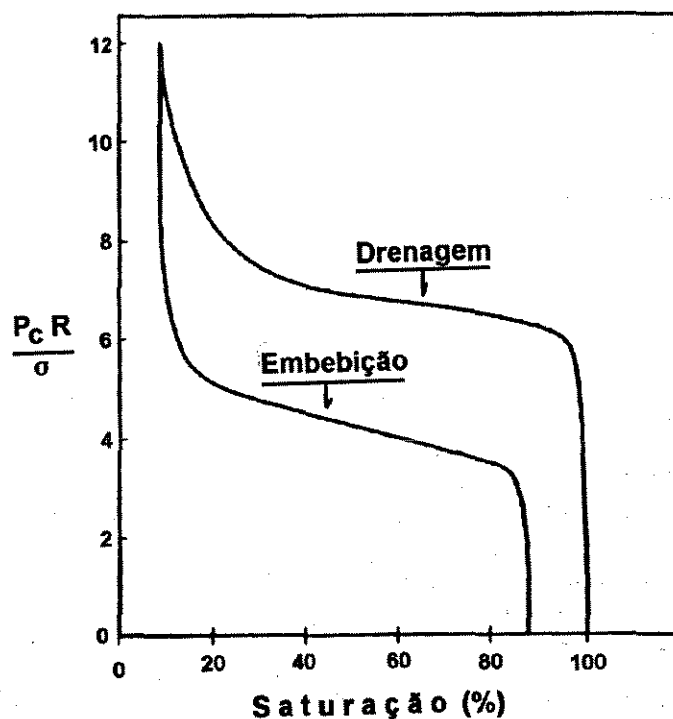


Figura 4.20 - Curvas de pressão capilar (embebição e drenagem) para meio poroso artificial (Haines, 1930).

4.3.1 - Migração Vertical

Realizou-se inicialmente uma simulação unidimensional, visando definir a forma de avanço da frente de migração reconstituída pelo simulador numérico. O meio poroso foi discretizado em 50 *layers* com espessura de 2,0 cm cada. Procurou-se reproduzir uma

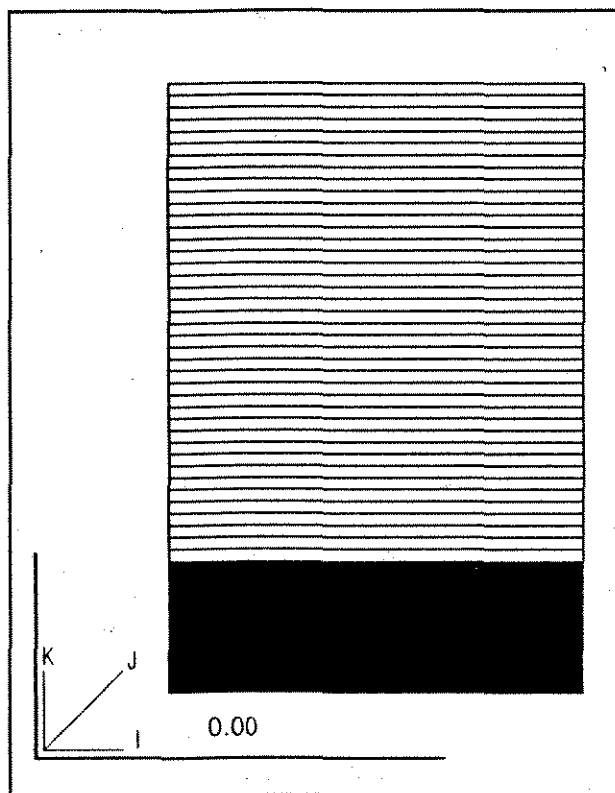


Figura 4.21 - Malha de simulação para meio poroso vertical (1x50).

seção segmentada passando pelo centro do tubo de acrílico (figura 4.21). O modelo foi processado para os seguintes cenários: (a) Sem efeito da Pressão Capilar; (b) Com efeito da pressão capilar, usando apenas a curva de drenagem; (c) com efeito da pressão capilar, levando em consideração o efeito de histerese.

Conforme mostrado na figura 4.21, a simulação se inicia considerando-se uma coluna de óleo inicial com 20 cm de altura, posicionada na porção basal do meio poroso. Esta condição é tomada como tempo zero, e representa o instante em que se inicia a migração secundária, após a expulsão do óleo da rocha geradora. Nos casos analisados a seguir, as condições de

porosidade e permeabilidade do meio, além das propriedades dos fluidos são mantidas constantes, variando-se apenas os dados referentes à pressão capilar.

CASO 1 (Sem efeito da pressão capilar)

No caso considerado, a migração se processa com a formação de uma frente de migração que apresenta uma saturação média de 50% (figura 4.22a). No tempo correspondente a 144 minutos, esta frente posiciona-se a 14,0 cm da posição inicial do contato água-óleo, o que resulta numa velocidade intervalar média de 0,0972 cm/min (5,83 cm/h). No tempo $t = 12$ h, a migração se processa com o desenvolvimento de um banco de óleo apresentando uma saturação máxima de 44%, que se desloca com uma velocidade média de 0,052 cm/min (3,12 cm/h). Neste tempo, já é alcançada a saturação de óleo mínima ($S_o = 10\%$) na base do sistema poroso. No tempo $t = 24$ h, o banco de óleo que acompanha a frente de migração mostra uma saturação média de 35%, e a taxa de deslocamento calculada para a frente é de 0,047 cm/h (2,82 cm/h). A migração se estabiliza no tempo $t = 48$ h, quando toda a massa de óleo deslocada se acumula na porção superior da coluna. Observa-se que devido ao fato de não ter sido considerado o efeito da pressão capilar, a retenção de óleo ao longo da rota de migração é insignificante. Neste caso, praticamente todo o volume de óleo inicial é acumulado no topo da seção porosa.

CASO 2 (Com pressão capilar e sem histerese)

Levando-se em conta o efeito da pressão capilar (drenagem), a migração se processa com uma taxa de deslocamento inicial maior que no caso 1 (figura 4.22b). Para o tempo $t = 144$ minutos, a velocidade de deslocamento da frente de migração é de 0,125 cm/min (7,5 cm/h). No tempo $t = 12$ h, a frente de migração já situa-se a 30,0 cm da posição medida no tempo $t = 144$ min, resultando numa velocidade de deslocamento de 0,052 cm/min (3,12 cm/h). Neste instante a saturação mínima de óleo já é atingida na base da coluna. Para o tempo $t = 24$ h, a frente encontra-se a 6,0 cm do topo, tendo-se calculado uma velocidade intervalar média de 0,038 cm/min (2,28 cm/h). Entre os

tempos 1,5 dias e 3,0 dias, a fase de acumulação é concluída, obtendo-se saturações máximas, na porção superior da coluna, da ordem de 85%. Verifica-se o aparecimento de uma zona de transição, acima do contato óleo-água, que se estende por aproximadamente 7,0 cm, com a interface óleo-água estando posicionada a 14,0 cm do topo.

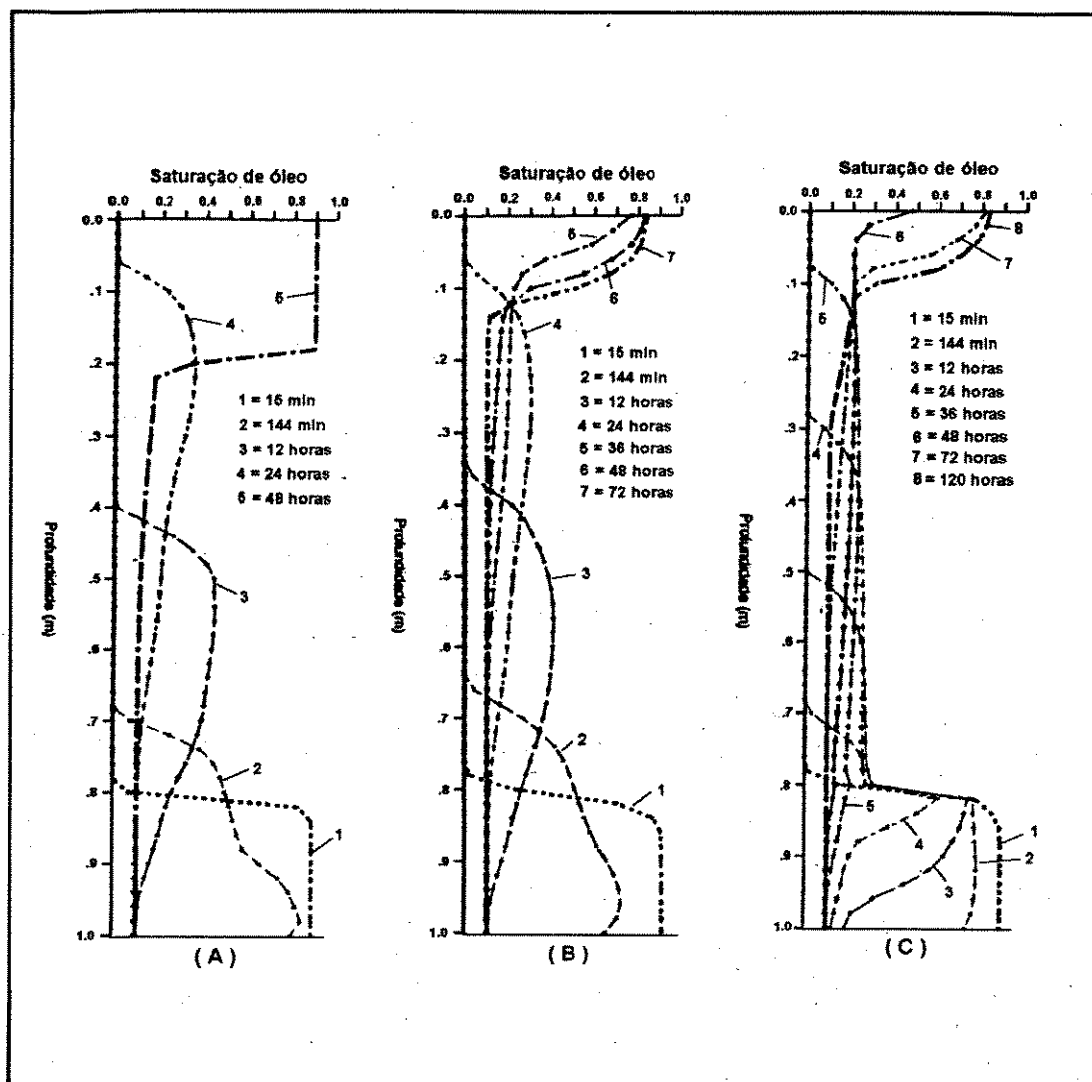


Figura 4.22 - Perfis de saturação de óleo obtidos como resultado da simulação para os seguintes casos: (A) Sem efeito da pressão capilar; (B) Com efeito da pressão capilar, sem histerese; e (C) Com efeito da pressão capilar, com histerese.

CASO 3 (com pressão capilar e com histerese)

O processo de migração apresenta características distintas daquelas observadas nos dois casos anteriores (figura 4.22c). A taxa inicial de deslocamento da frente se assemelha àquela calculada para o *caso 1*, tendo-se obtido um valor de 0,0972 cm/min (5,832 cm/h). Porém, a partir do tempo $t = 12$ h esta velocidade decresce, passando a assumir valores da ordem de 0,0312 cm/min (1,872 cm/h), estabilizando-se no patamar de 0,030 cm/min (1,80 cm/h), para os tempos 24 h e 36 h. É interessante observar que agora, o banco de óleo que acompanha a frente de migração se desenvolve de forma mais homogênea, apresentando uma saturação (S_o) média da ordem de 25%, que se mantém relativamente estável até o instante em que a coluna inicial de óleo passa a apresentar saturações inferiores que a da frente de migração. No caso analisado, esta etapa se processa entre os tempos $t = 1,0$ dia e $t = 1,5$ dias, a partir do qual se observa o início da redução de saturação na parte anterior da frente de migração. A fase de acumulação também se processa de forma mais lenta, com a estabilização ocorrendo em um intervalo de tempo superior a 5,0 dias, contado a partir do início da simulação.

DISCUSSÃO

Os resultados obtidos com a simulação, utilizando-se um modelo unidimensional, mostrou que o simulador numérico reproduz de forma satisfatória o fenômeno da migração vertical. Os perfis de saturação de óleo obtidos, além da reprodução do fenômeno de deslocamento, estão de acordo com resultados experimentais (Catalan et alii, 1992) e soluções analíticas (Coats & Dempsey, 1971).

O teste de sensibilidade realizado com a pressão capilar, mostrou que:

- As maiores taxas de deslocamento são obtidas quando não são considerados os efeitos da capilaridade;

- O deslocamento da frente de migração se dá com um decréscimo regular da velocidade à medida que esta se afasta da posição original do contato água-óleo;

- A fase de acumulação é um processo mais lento que a fase de migração propriamente dita;

- Ao considerar-se os efeitos da pressão capilar, os resultados obtidos com o simulador de fluxo se aproxima melhor do comportamento observado em laboratório;

- Os resultados mais representativos do fenômeno são alcançados quando leva-se em consideração o efeito da histerese. Neste caso, toda a transferência de massa, da posição inicial até a fase final de acumulação, é feita com a porção intermediária da seção investigada apresentando saturação máxima de óleo da ordem de 28%. E que o volume inicial de óleo (refletido na altura da coluna de óleo no tempo zero) mantém a frente de migração alimentada, com um nível de saturação constante, que não ultrapassa o valor de 30%. Este valor só é reduzido a partir do momento em que a massa inicial de óleo, na base da rocha correadora, é consumida. Tal comportamento está de acordo com os resultados obtidos em laboratório, já discutidos no item 4.2.3. Da mesma forma que corroboram o modelo de deslocamento proposto por Catalan et alii (1992), onde se admite que na parte frontal da frente de migração ocorre o fenômeno da drenagem, enquanto que na sua porção anterior o fenômeno de deslocamento dominante é o da embebição.

- Como na simulação unidimensional, o simulador utilizado não é capaz de reproduzir a formação de *finger* (ou canalização) no processo de deslocamento do óleo

no meio poroso, foi construído um modelo bi-dimensional, constituído por quatro horizontes, dispostos verticalmente, apresentando permeabilidades diferenciadas (figura 4.23). No caso analisado, o horizonte representado pelas duas colunas centrais apresentam permeabilidade absoluta de 50,0 Darcys; as duas colunas adjacentes valores intermediários de 5,0 Darcys; e as duas colunas externas permeabilidades de 0,5 Darcy.

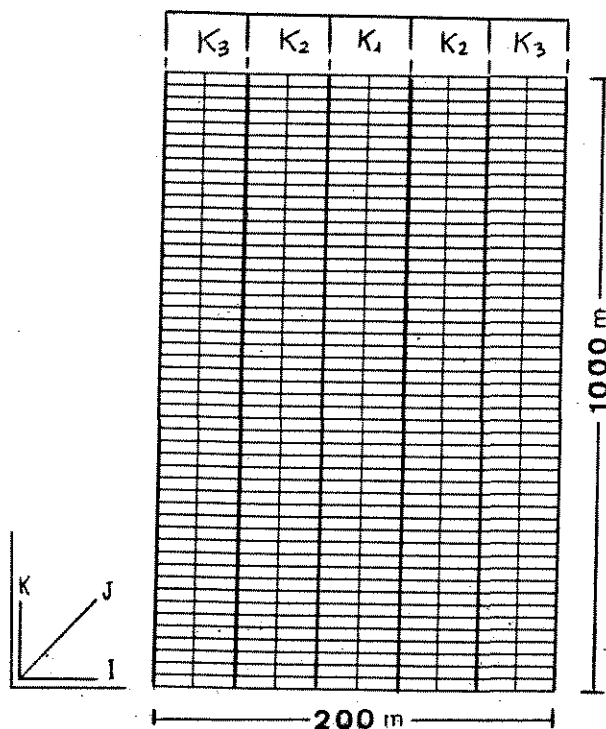


Figura 4.23 - Malha de simulação bi-dimensional utilizada para análise da migração em meio heterogêneo.

Os resultados da simulação, apresentados na figura 4.24, mostram que as diferenças de permeabilidade entre os vários horizontes são suficientes para definir o aparecimento de zonas preferenciais de fluxo, onde as velocidades de deslocamento da frente de migração são diferenciadas. Na coluna central a migração se processa com maior velocidade que nas demais.

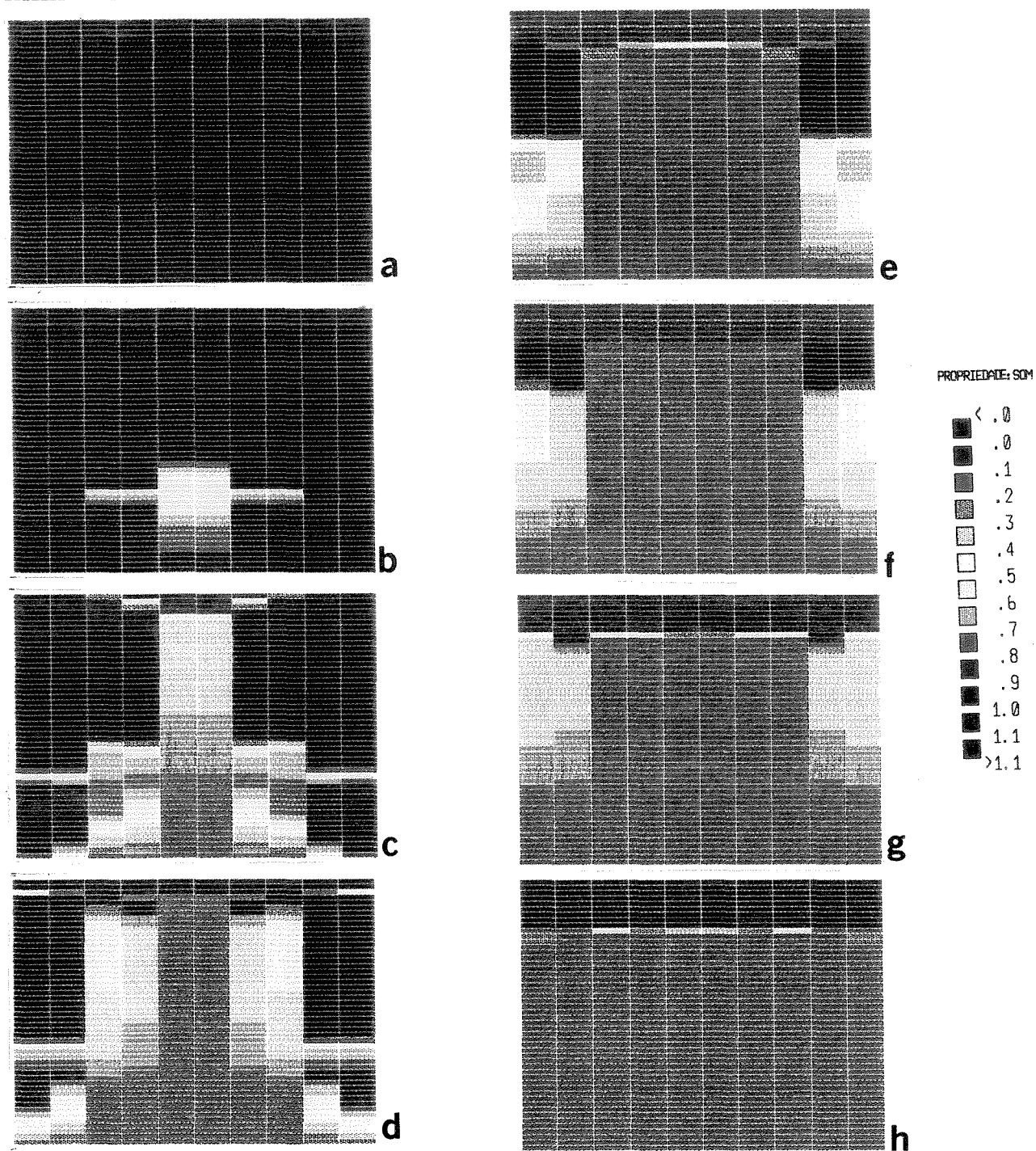


Figura 4.24 - Resultados da simulação para meio heterogêneo. (a) Condição Inicial; (b) $t = 1,0$ ano; (c) $t = 10,0$ anos; (d) $t = 50,0$ anos; (e) $t = 150,0$ anos; (f) $t = 500,0$ anos; (g) $t = 1000,0$ anos; (h) $t = 1500,0$ anos.

O modelo considerado, também permite avaliar o processo de preenchimento de uma acumulação formada exclusivamente pela ocorrência do fenômeno de migração vertical. Observa-se que após a chegada do óleo no topo da seção, através do horizonte mais permeável, inicia-se um processo de deslocamento horizontal do óleo, que tende a preencher a porção superior do reservatório. Com a chegada da frente de migração nos horizontes de permeabilidade intermediária, o volume de óleo no topo da seção aumenta, resultando em um movimento descendente do óleo, na área de acumulação, que passa a se deslocar em sentido contrário àquele presente nos horizontes menos permeáveis, onde a frente de migração foi retardada devido às condições permoporosas menos favoráveis. Esta dinâmica de deslocamento, com movimentos ascendentes e descendentes de óleo, é que deve caracterizar a formação de acumulações de hidrocarbonetos em seções permoporosas heterogêneas.

4.3.2 - Migração Lateral

Para analisar o processo de migração lateral é utilizado a malha de simulação apresentado na figura 4.25. Esta malha reproduz a geometria do corpo de prova mostrado na figura 4.15. A discretização é realizada com 62 blocos na direção horizontal e 10 blocos na direção vertical. O comprimento dos blocos na direção horizontal é constante (2,5 cm) e a espessura na direção vertical varia de 0,45 cm a 1,35 cm.

Objetiva-se avaliar a capacidade do simulador numérico em reproduzir o fenômeno de deslocamento do óleo em meio poroso inclinado, sob condições similares àquelas estabelecidas para os ensaios realizados em laboratório.

As propriedades de rocha e fluido, utilizadas como parâmetros de entrada para o simulador estão relacionadas na tabela 4.3.

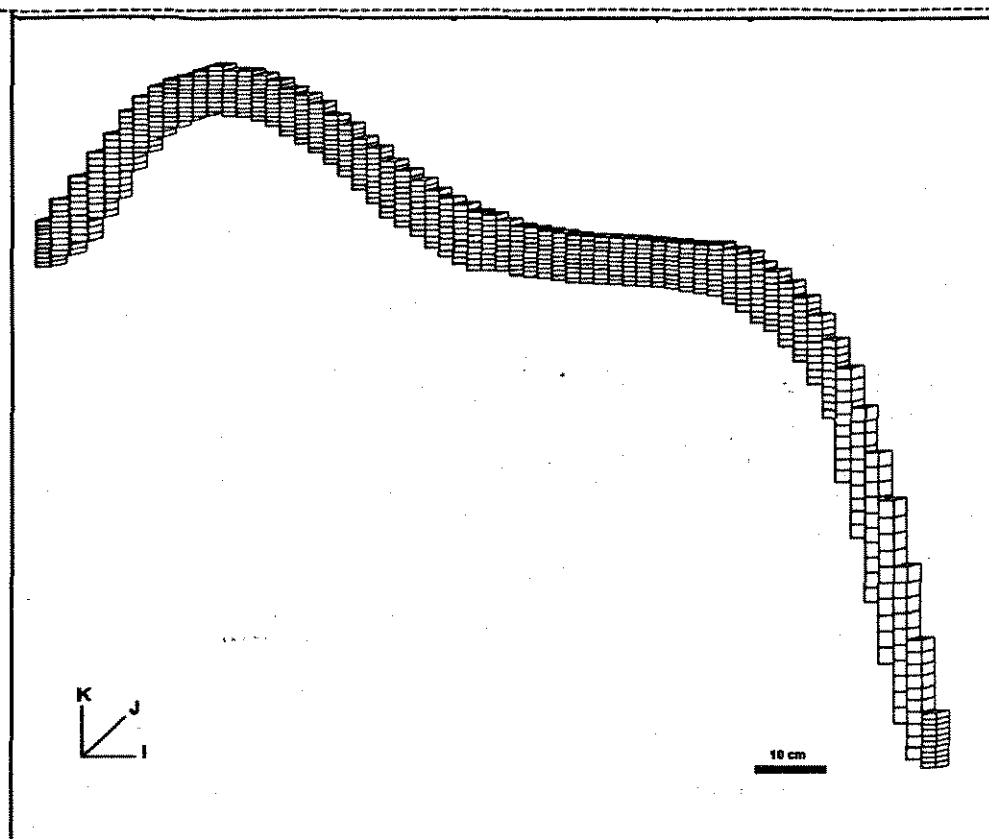


Figura 4.25 - Malha de simulação utilizada para estudo da migração lateral.

PROPRIEDADE	VALOR
Porosidade	42 %
Permeabilidade	5,70 D a 57,00 D
Densidade do Óleo	0,861 g/cm ³ a 0,916 g/cm ³
Densidade da Água	1,000 g/cm ³
Viscosidade do Óleo	5,32 cP
Viscosidade da Água	1,00 cP

Tabela 4.3 - Propriedades de rocha e fluido utilizadas na simulação da migração lateral.

Os dados de permeabilidade relativa e pressão capilar são os mesmos utilizados na simulação do processo de migração vertical (figuras 4.18 e 4.19).

A simulação é iniciada considerando-se uma coluna de óleo, com 40 cm de altura, situada na porção basal do sistema de fluxo. Esta condição representa o estágio inicial da migração secundária, a partir do momento em que se forma uma coluna de óleo no interior da rocha carreadora capaz de vencer a pressão de entrada do meio poroso que situa-se acima da interface água-óleo. Esta condição é tomada como referência para o monitoramento da frente de migração (tempo zero).

A análise do fenômeno de deslocamento é realizada a partir do exame dos perfis de saturação de óleo construídos para tempos distintos (figuras 4.26 e 4.27). As principais características observadas são:

- A migração se processa ocupando preferencialmente a porção superior do sistema poroso, correspondendo à região próxima ao contato da rocha carreadora com a selante.

- As maiores taxas de deslocamento da frente de migração ocorrem nas porções com ângulo de mergulho mais acentuado. Na área com pequena inclinação (1° a 2°) a migração é retardada de forma significativa. Este comportamento permite subdividir o processo de deslocamento do óleo, no modelo considerado, em três etapas: (a) fase inicial, com velocidade de deslocamento relativamente elevada, em trecho apresentando alto mergulho; (b) fase intermediária, com velocidade de deslocamento relativamente baixa, em trecho com baixo mergulho; e (c) fase final, com retomada da velocidade, quando a frente de migração alcança a região de mergulho acentuado, no flanco da estrutura.

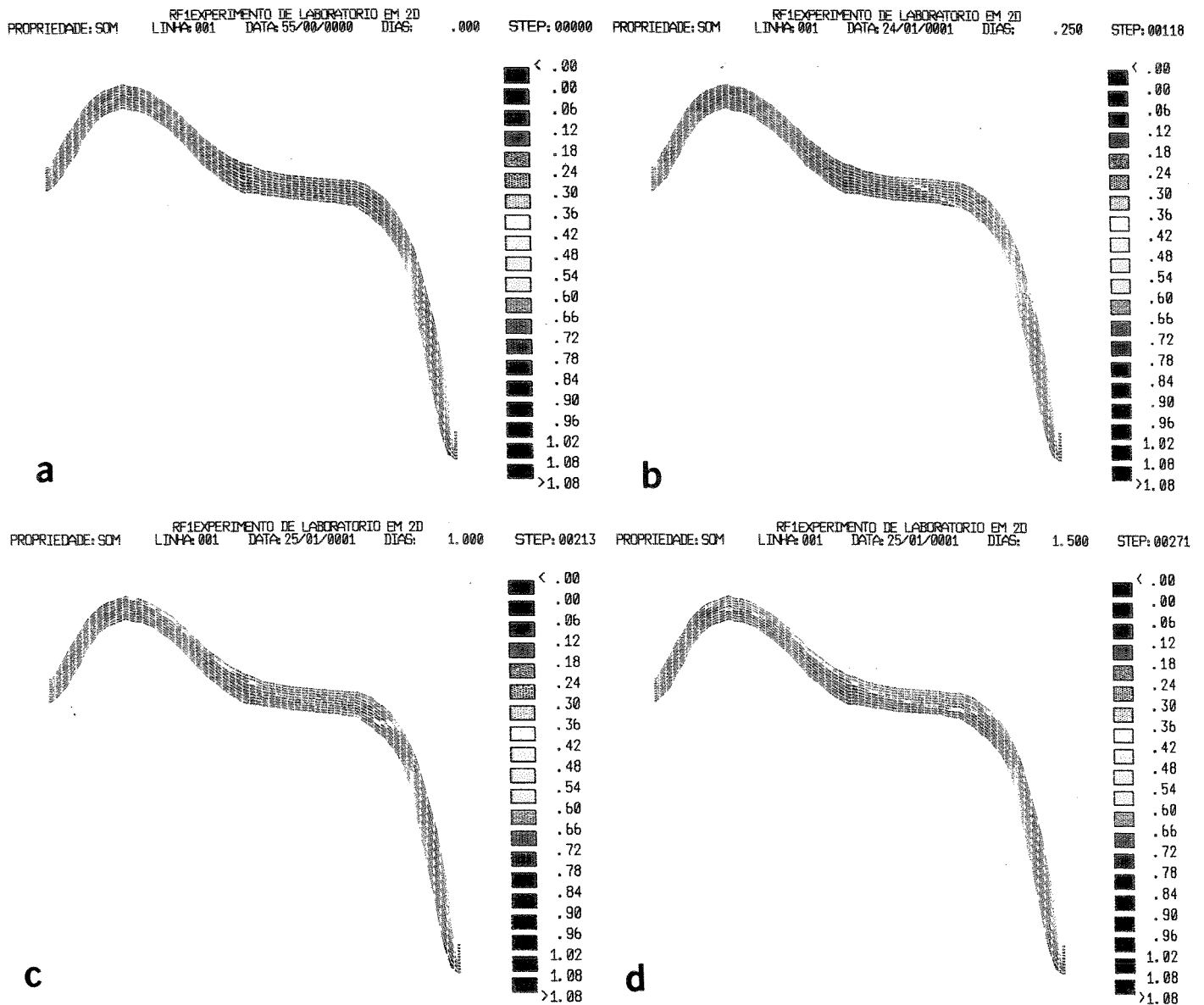


Figura 4.26 - Perfis de saturação de óleo, mostrando a evolução da migração lateral [modelo de referência]. (a) Condição inicial ; (b) $t = 6,0$ horas ; (c) $t = 1,0$ dia ; (d) $t = 1,5$ dias.

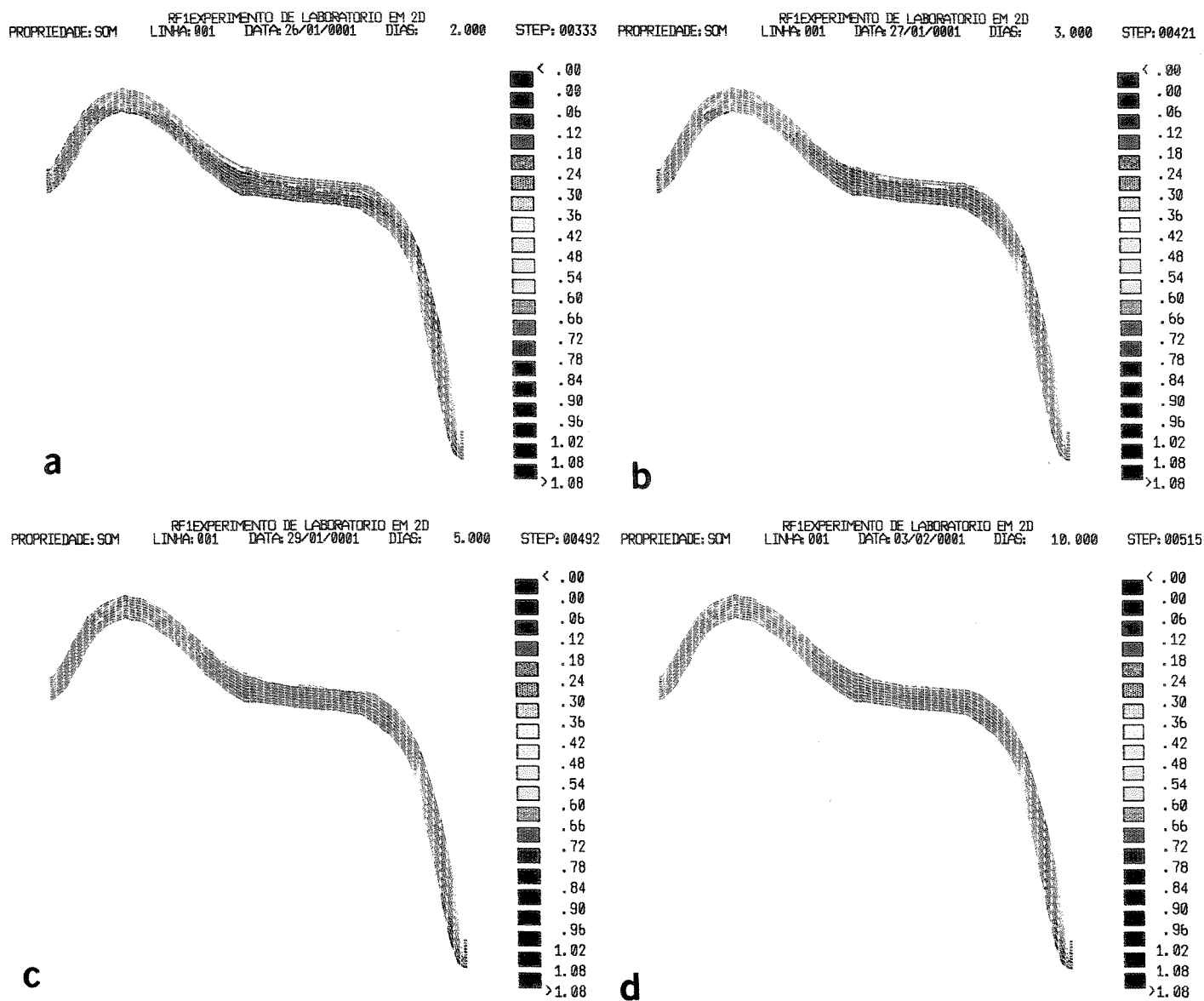


Figura 4.27 - Perfis de saturação de óleo, mostrando a evolução da migração lateral [modelo de referência]. (a) $t = 2,0$ dias ; (b) $t = 3,0$ dias ; (c) $t = 5,0$ dias ; (d) $t = 10,0$ dias.

- A concentração do óleo, na região estruturada, se inicia no tempo 24 horas. Este processo de preenchimento é mais lento que o de deslocamento da frente de migração, antes que esta alcance o ápice da estrutura.

- Em função do retardamento da migração, no trecho de baixo mergulho, a chegada do óleo na estrutura se dá na forma de dois pulsos de preenchimento. O primeiro, correspondendo a aproximadamente 60% do volume de óleo original, preenche o ápice da estrutura no período de dois dias (figura 4.27a), correspondendo à metade do tempo requerido pelo segundo pulso para alcançar a área de aprisionamento (figura 4.27c).

- Durante a fase de migração o contato óleo-água se apresenta inclinado. Para um meio poroso homogêneo, o valor desta inclinação é controlado primariamente pelo mergulho da camada carreadora.

Teste de Sensibilidade

Visando avaliar o impacto da permeabilidade do meio poroso e densidade do óleo, além do efeito da pressão capilar, no desenvolvimento da migração, foram realizadas as seguintes simulações: (A) Com permeabilidade dez vezes inferior ao primeiro caso; (B) Com aumento da densidade do óleo; e (C) Considerando o efeito da pressão capilar, com histerese.

Caso 1 (Redução da Permeabilidade) :

Os perfis de saturação de óleo (figuras 4.28 e 4.29) mostram que a velocidade de deslocamento da frente de migração é diretamente proporcional à permeabilidade. No

caso analisado, a taxa de deslocamento calculada é dez vezes inferior àquela obtida na simulação de referência. Cabe observar que a dinâmica do processo, a nível de morfologia da região ocupada pela massa de óleo em deslocamento, se mantém inalterada.

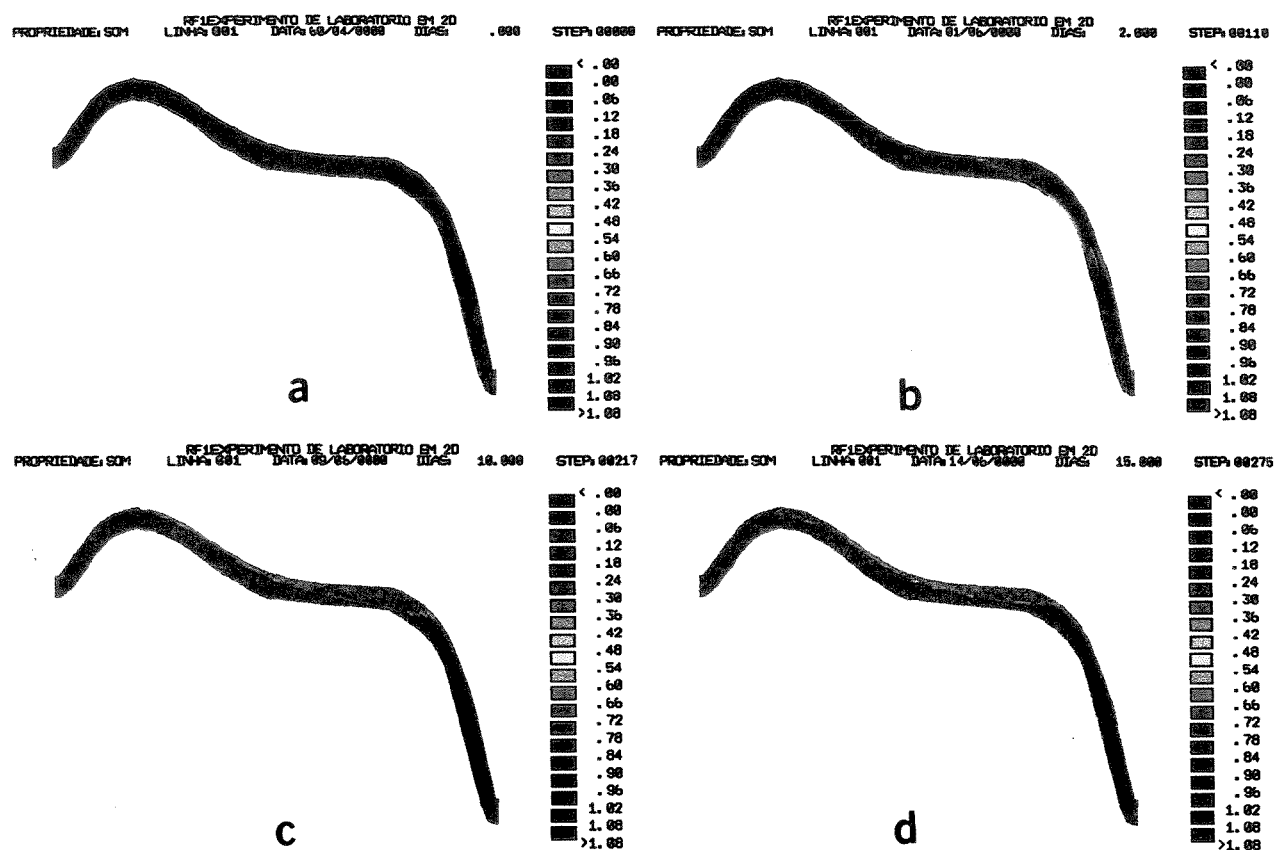


Figura 4.28 - Perfís de saturação de óleo para diferentes intervalos de tempo, considerando-se o efeito da redução na permeabilidade do meio poroso ($K = 5,70 D$). (a) Condição inicial ; (b) $t = 2,0$ dias ; (c) $t = 10,0$ dias ; (d) $t = 15,0$ dias.

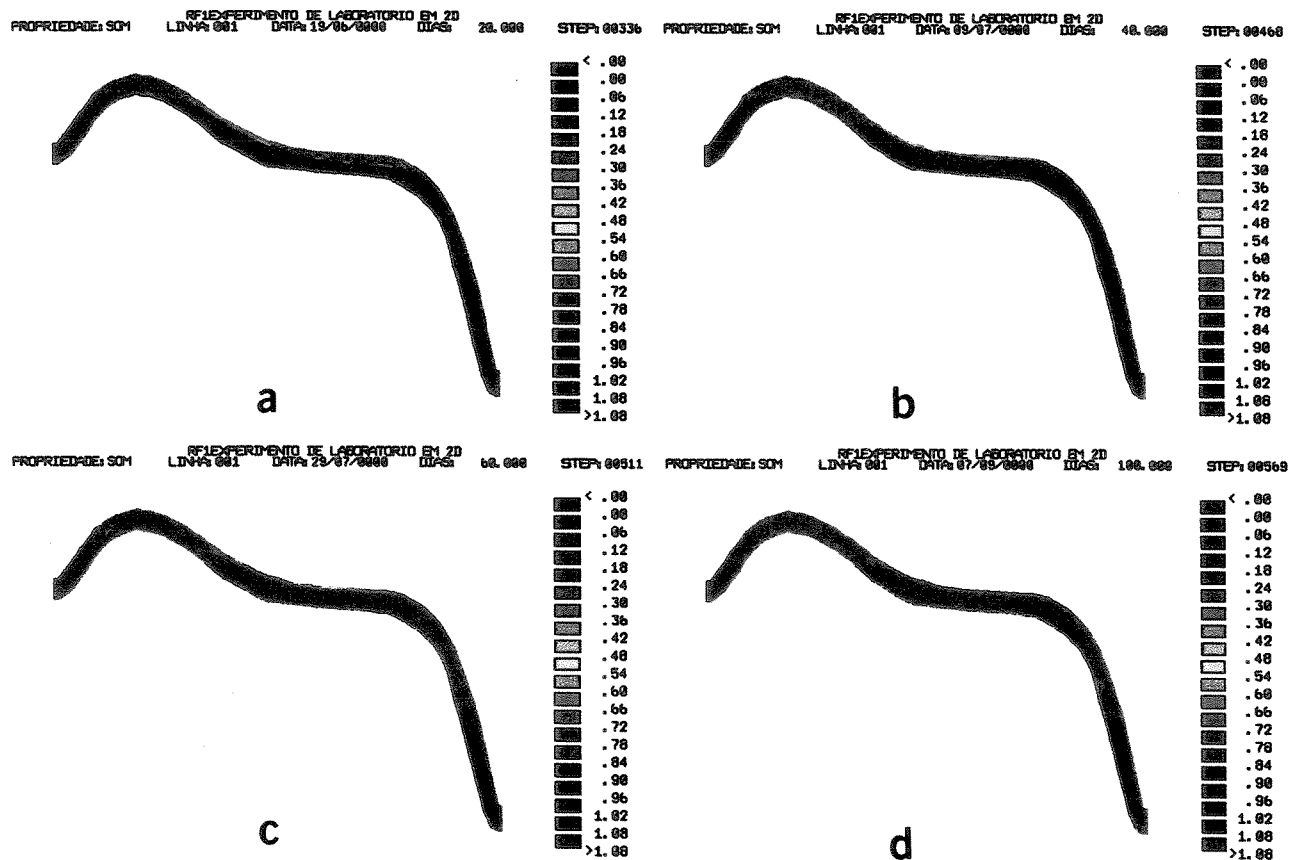


Figura 4.29 - Perfis de saturação de óleo para diferentes intervalos de tempo, considerando-se o efeito da redução na permeabilidade do meio poroso ($K = 5,70 D$). (a) $t = 20,0$ dias ; (b) $t = 40,0$ dias ; (c) $t = 60,0$ dias ; (d) $t = 100,0$ dias.

Caso 2 (Aumento na densidade do óleo)

Tomando-se um óleo com densidade de $0,916 \text{ g/cm}^3$ (6% maior que o caso de referência), observa-se uma redução na taxa de deslocamento da frente de migração, nas fases iniciais e intermediária, da ordem de duas vezes (figuras 4.30 e 4.31). Já, em

termos de tempo de formação da acumulação (estágio de equilíbrio final), esta redução é ampliada para quatro vezes. Este comportamento se deve à soma dos efeitos de retardamento nas duas etapas do processo que origina um campo de petróleo, quais sejam: migração e concentração.

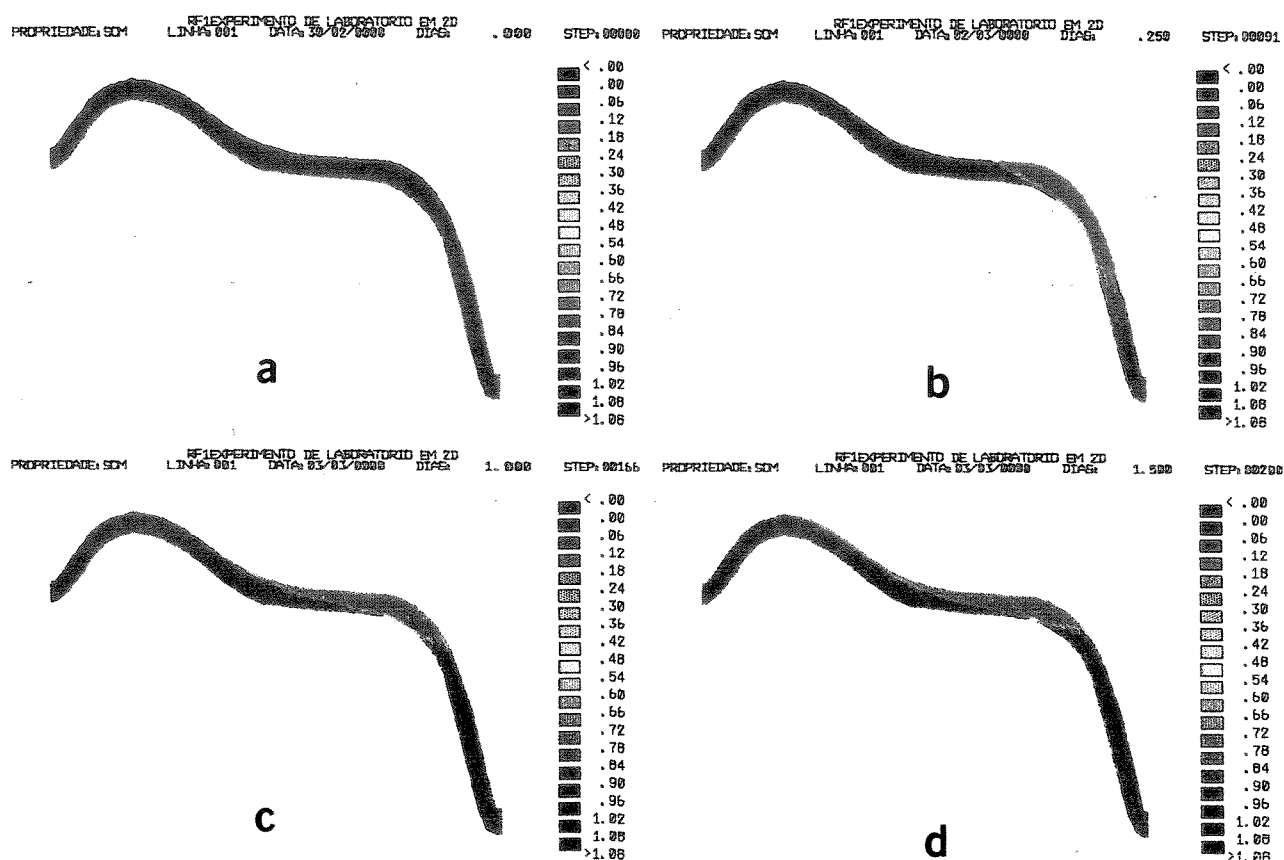


Figura 4.30 - Resultado da simulação para óleo com maior densidade [$K = 57,00$ D e $\rho_o = 0.916$ g/cm³]. (a) condição inicial; (b) $t = 6,0$ h; (c) $t = 1,0$ dia; (d) $t = 1,5$ dias.

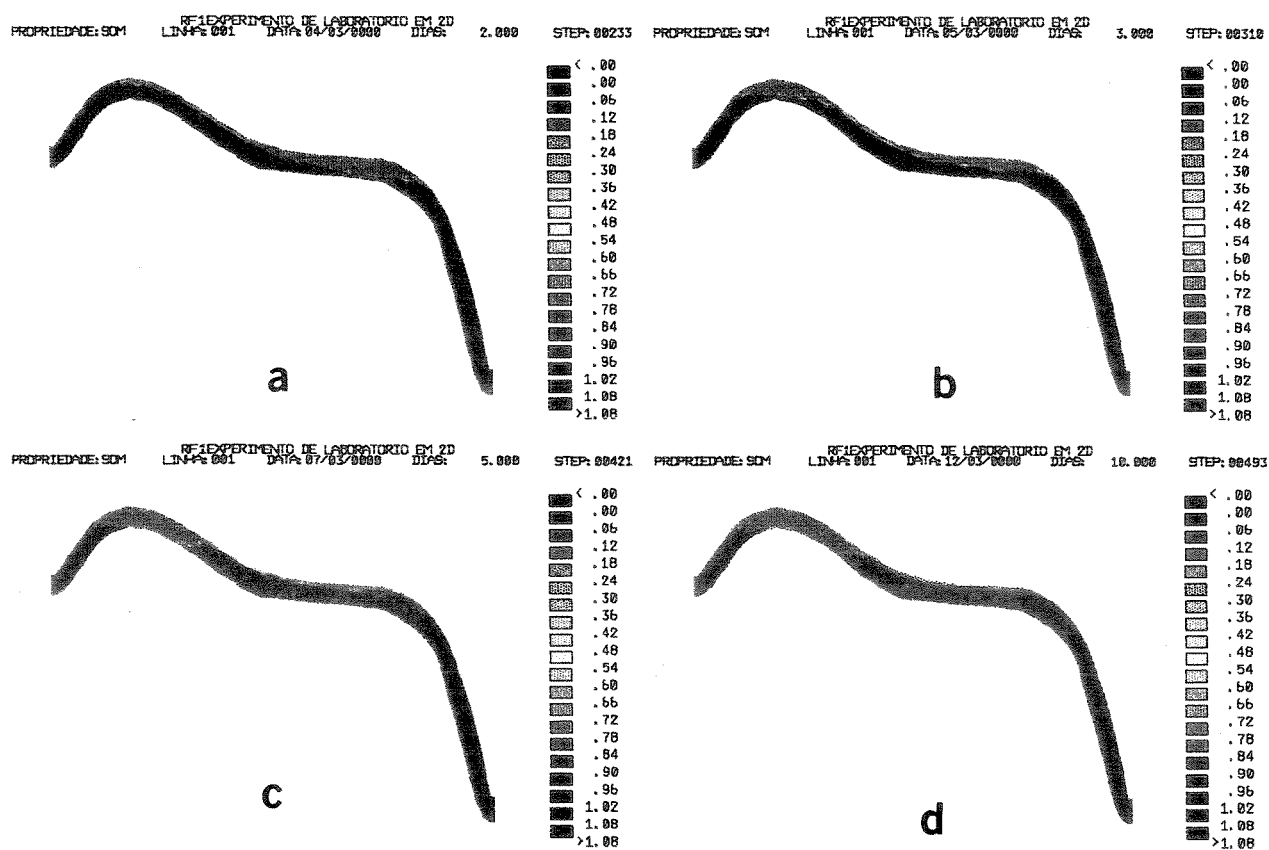


Figura 4.31 - Resultado da simulação para óleo com maior densidade [$K = 57,00$ D e $\rho_o = 0.916$ g/cm³]. (a) $t = 2,0$ dias ; (b) $t = 3,0$ dias; (c) $t = 5,0$ dias; (d) $t = 10,0$ dias.

Caso 3 (Com pressão capilar e histerese)

Levando-se em consideração o efeito da pressão capilar, observa-se que a migração é acompanhada do desenvolvimento de uma franja com saturação de óleo da ordem de 20%, que se expande já nos momentos iniciais do processo de deslocamento do óleo (figuras 4.32 e 4.33). Esta expansão se dá com velocidade superior àquela medida nos primeiros estágios de migração, para os casos onde são desconsiderados o efeito da pressão capilar. Contudo, a taxa de deslocamento média verificada durante as fases intermediária e final do processo é inferior àquela calculada no caso de referência. Outro aspecto a considerar é que, para ultrapassar a região com menor inclinação, a saturação de óleo se reduz consideravelmente, alcançando valores máximos da ordem de 60%. Este comportamento evidencia que a *etapa de migração* (ou fase essencialmente de transporte de massa) é um fenômeno eminentemente dispersivo, enquanto que a fase de preenchimento da acumulação é um fenômeno de concentração. No caso analisado, as saturações observadas no final do processo são da ordem de 80%, no topo da estrutura.

DISCUSSÃO

Os resultados obtidos com a modelagem demonstram que o simulador numérico reproduz bem o fenômeno da migração lateral. Os testes de sensibilidade realizados evidenciam que a permeabilidade é um fator preponderante na velocidade de deslocamento da frente de migração. Porém, a inclinação da seção carreadora desempenha papel importante na forma de preenchimento de uma acumulação, em função do retardamento sofrido pela frente de deslocamento de óleo ao atravessar intervalos com baixo mergulho. As velocidades são incrementadas nos trechos de inclinação mais acentuada (acima de 20°). Esta alternância de períodos com taxas de deslocamento diferenciadas originam o fenômeno de pulsos migratórios. Esta chegada

episódica de óleo na área de aprisionamento pode ser responsável, em circunstâncias geológicas especiais, pela ocorrência de óleos com características distintas em uma determinada acumulação, originados de um mesmo pulso de geração.

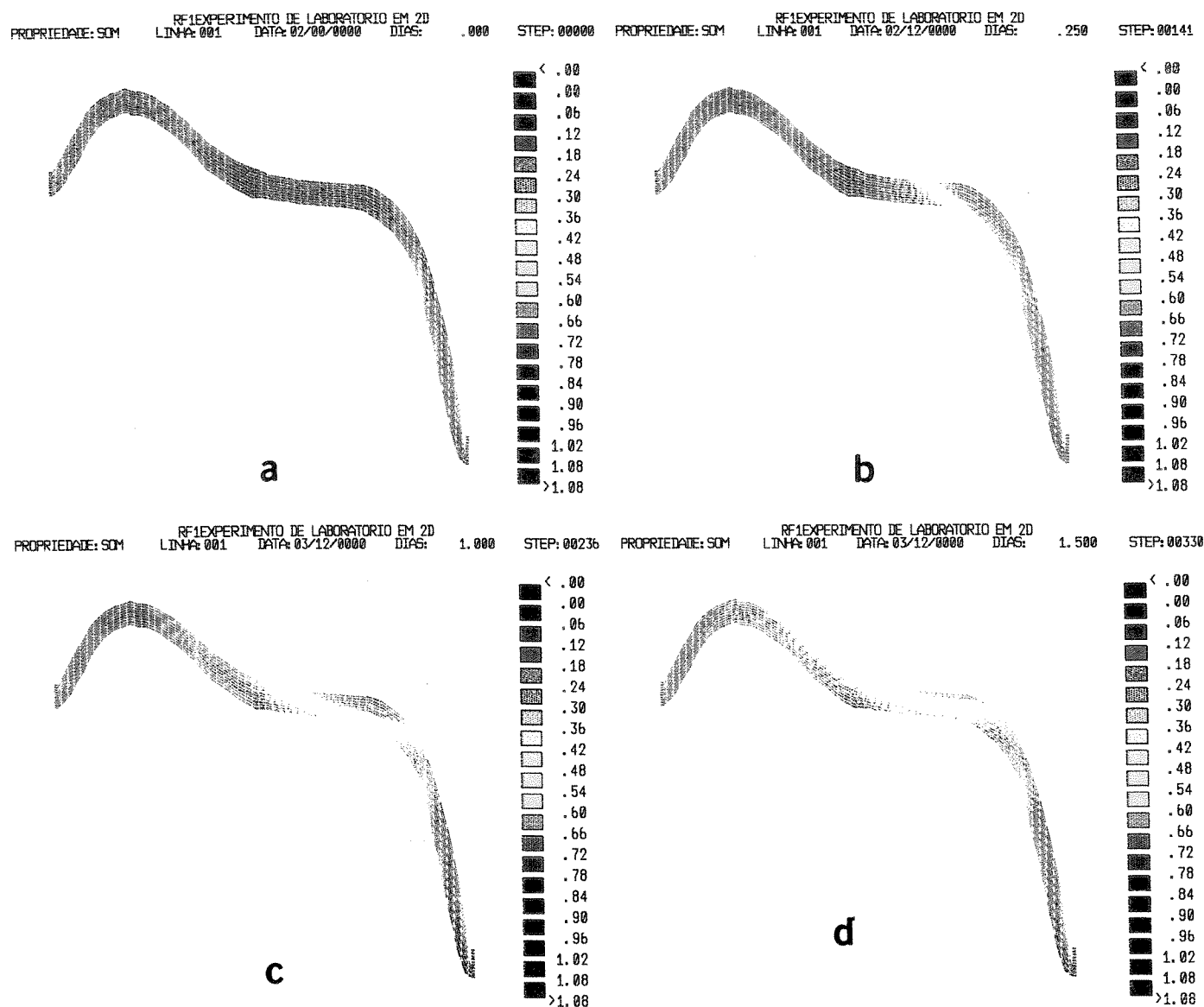


Figura 4.32 - Resultados da simulação considerando-se o efeito da pressão capilar [$K = 57,00$ D e $\rho_o = 0,861$ g/cm³]. (a) condição inicial; (b) $t = 6,0$ h; (c) $t = 1,0$ dia ; (d) $t = 2,0$ dias.

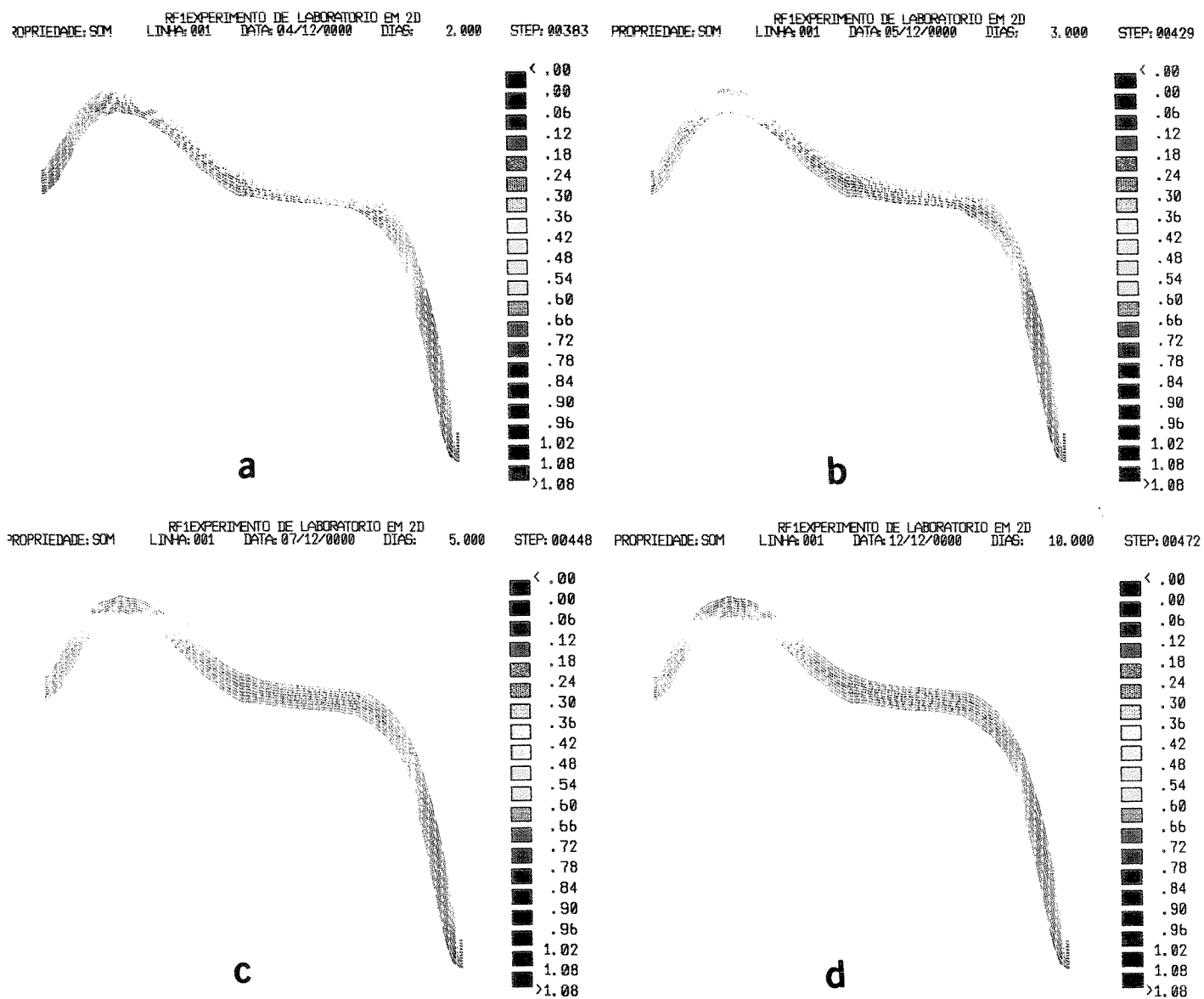


Figura 4.33 - Resultados da simulação considerando-se o efeito da pressão capilar [$K = 57,00 \text{ D}$ e $\rho_o = 0,861 \text{ g/cm}^3$]. (a) $t = 2,0$ dias; (b) $t = 3,0$ dias; (c) $t = 5,0$ dia ; (d) $t = 10,0$ dias.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA EM ESCALA DE CAMPO

5.1 - OBJETIVOS

A maioria dos trabalhos que buscam investigar a migração secundária com auxílio de simuladores de fluxo é realizada em escala regional (Welte & Yüklér,1981; Duran et alii,1983; Ungerer et alii,1987; Nakayama & Lerche,1987; Burrus et alii, 1991). Tal procedimento inviabiliza avaliar o processo considerando-se aspectos que são quantificáveis apenas em escala de campo (mega-escala, na classificação de Weber,1986).

A distribuição do óleo em subsuperfície e definição das rotas de migração, bem como o tempo de preenchimento das acumulações (trapas), são parâmetros passíveis de quantificação apenas em simulações que sejam capazes de reproduzir a geometria das fácies reservatório, distribuição das fácies não-reservatórios (selantes e barreiras de permeabilidade) e morfologia da região de aprisionamento dos hidrocarbonetos. São estes os objetivos buscados nesta etapa do trabalho.

O estudo será realizado tomando-se o Campo de Alto do Rodrigues como modelo geológico de referência. Para a análise do impacto das heterogeneidades na migração será utilizada uma seção geológica de detalhe elaborada na porção central do Campo, com espaçamento entre poços da ordem de 100 metros. A quantificação do tempo de preenchimento da acumulação será realizada tomando-se por base o mapa de contorno estrutural do topo da principal zona produtora do Campo (Zona I).

5.2 - Campo de Alto do Rodrigues (Contexto Geológico)

O Campo de Alto do Rodrigues faz parte do conjunto de acumulações que compõem o *trend* petrolífero denominado Estreito-Guamaré, situado ao longo do sistema de falhas de Carnaubais, na porção emersa da Bacia Potiguar (figura 5.1). A seção reservatório é constituída por arenitos de origem fluvial, de idade Cenomaniana, pertencentes à unidade III da formação Açu (Conceição et alii,1984; Nolla,1992). O volume de óleo "in place" é da ordem de 44,8 milhões de metros cúbicos.

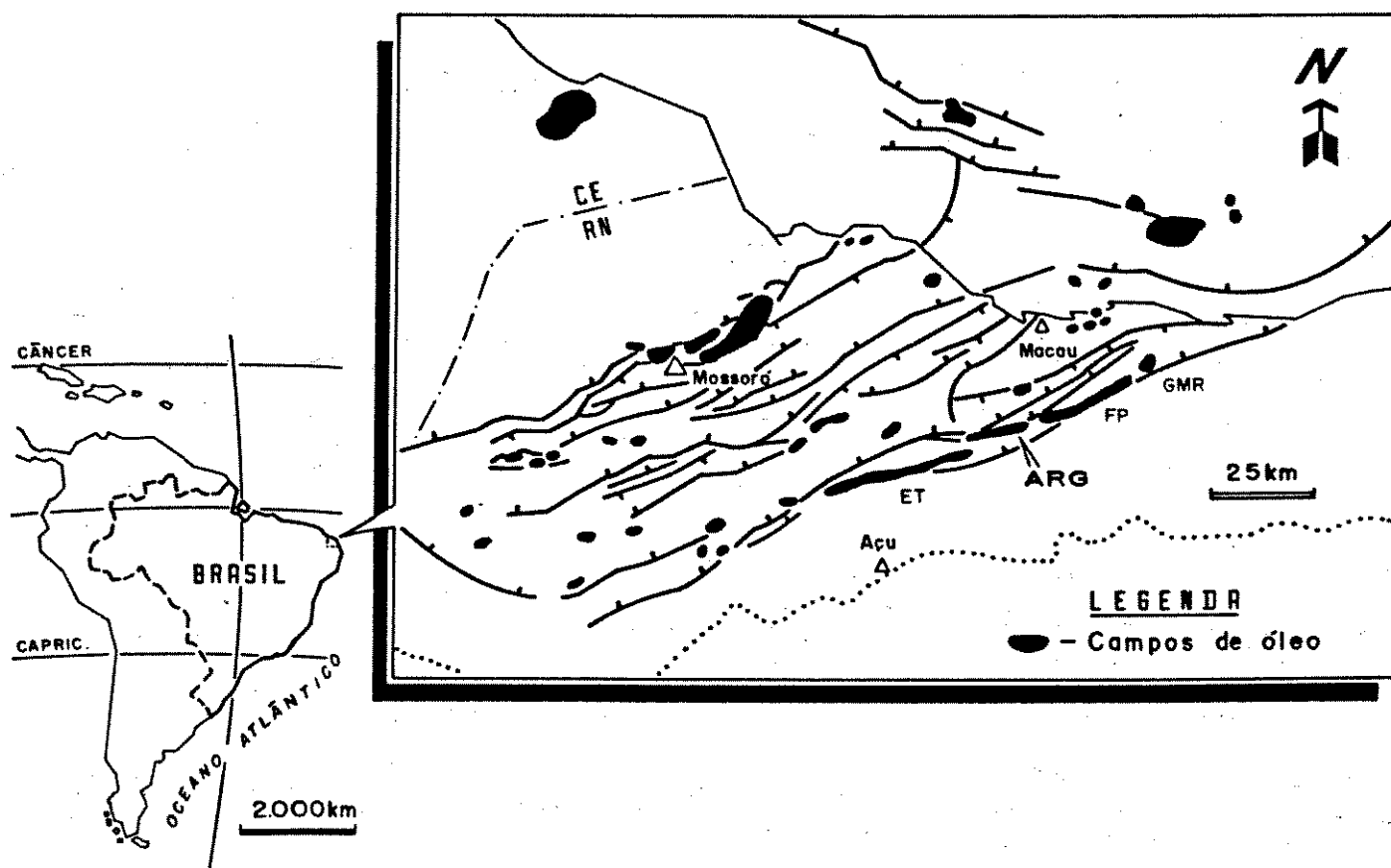


Figura 5.1 - Mapa de localização do Campo de Alto do Rodrigues (Nolla,1992).

As zonas produtoras de hidrocarbonetos ocorrem em profundidades variando entre -90 e -340 metros, cujas características principais são mostradas na tabela 5.1.

Zonas	Variação dos topos (m)	"Net-pay" médio (m)	Área com HC (km2)	Número de Poços em produção	Unidade da Fm. Açu
Topo Açu	-90/-160	6,0	3,5	-	Açu-IV
I	-180/-260	15,0	22,0	243	Açu-III
IA	-220/-295	8,0	7,5	31	Açu-III
II	-260/-340	10,0	12,5	17	Açu-III

Tabela 5.1 - Características das zonas produtoras do Campo de Alto do Rodrigues (Preda et alii, 1992).

Dentre os estudos de reservatório já realizados neste Campo destacam-se aqueles conduzidos por Conceição et alii (1984) e Preda et alii (1992). O primeiro, constituiu-se num estudo integrado abrangendo todas as zonas potencialmente produtoras visando subsidiar o plano de lavra a ser implementado para este Campo. No segundo, procedeu-se uma caracterização detalhada da principal zona produtora (Zona I) com o objetivo de dar suporte aos trabalhos de recuperação suplementar.

A acumulação é essencialmente estrutural, constituindo-se num anticlinal assimétrico (figura 5.2). O fechamento da estrutura se dá pelo efeito combinado de mergulho regional dos estratos (para norte) e atuação de falhamentos de caráter normal (NW/SE) e reverso, nas porções leste e oeste do Campo, e sul, respectivamente.

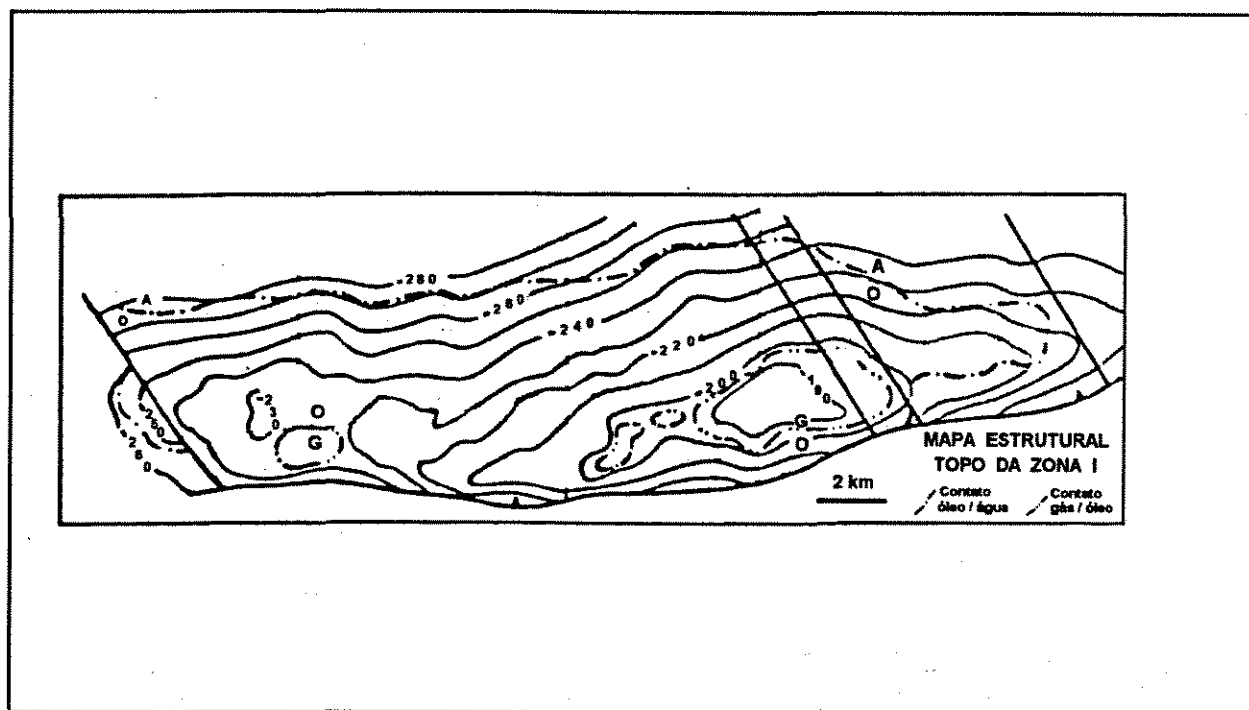


Figura 5.2 - Mapa de contorno estrutural do topo da zona I, Campo de Alto do Rodrigues (Preda et alii, 1992).

As zonas produtoras apresentam contatos óleo-água inclinados, com gradientes variando de 17 m/km ($0,95^\circ$) e 45 m/km ($2,6^\circ$), atribuídos ao fluxo hidrodinâmico orientado de sudeste para noroeste. As maiores inclinações de contato ocorrem na porção sul do campo, próximo ao sistema de falhas nordeste.

A zona I, principal reservatório produtor do Campo de Alto do Rodrigues, e objeto de estudo na presente etapa do trabalho de simulação, foi subdividida por Preda et alii (1992) em três intervalos distintos (superior, médio e inferior), conforme apresentado na figura 5.3. Este subzoneamento tomou por base a presença de níveis argilosos correlacionáveis ao longo de quase todo o campo; porém, apresentando descontinuidades localizadas, que possibilitam a definição de um sistema de pressão único para esta zona produtora (Preda et alii, 1992).

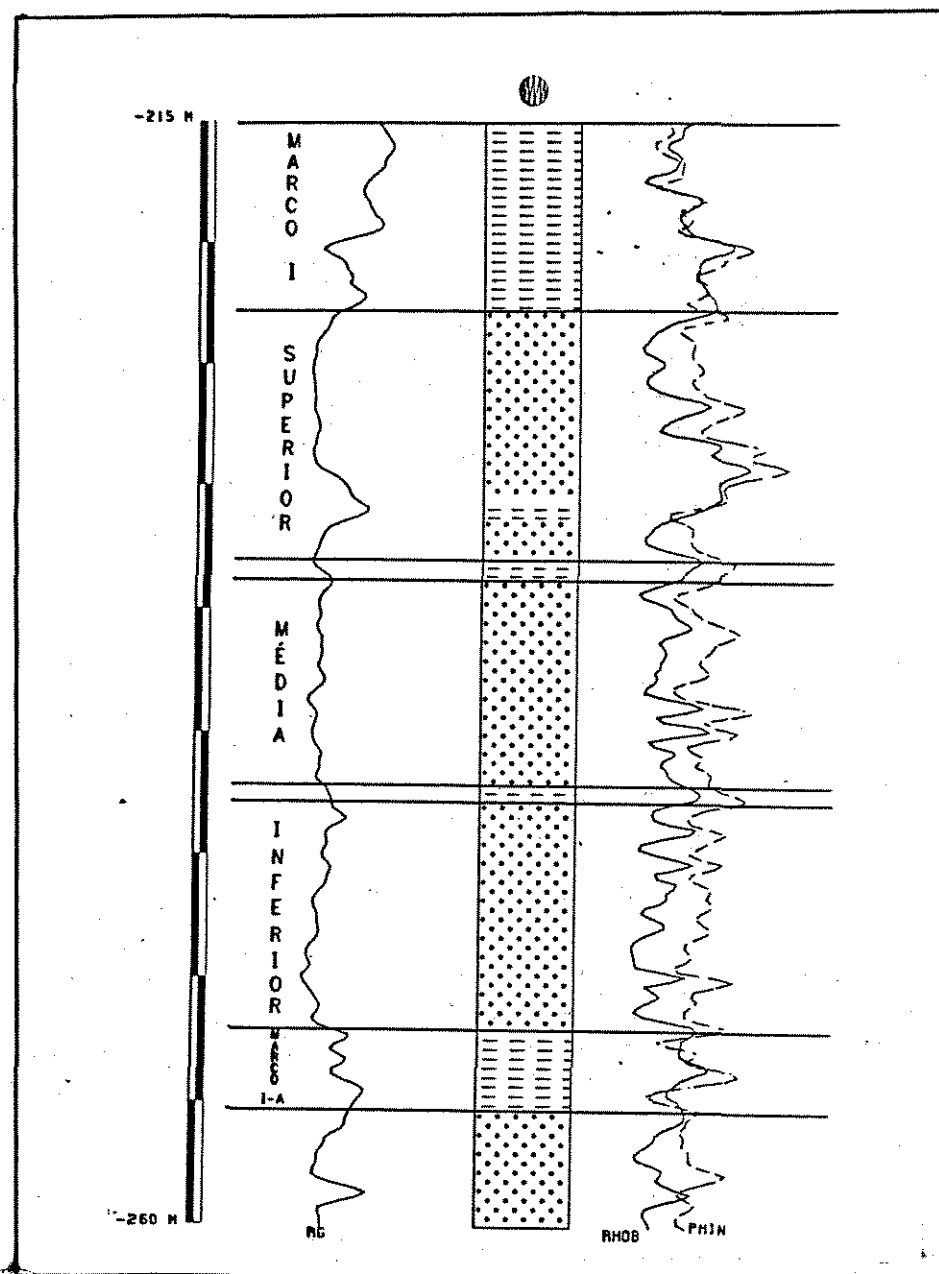


Figura 5.3 - Perfil tipo da Zona I, Campo de Alto do Rodrigues (Preda et alii, 1992).

O estudo realizado por Preda et alii (1992) permitiu a caracterização de áreas geologicamente similares, refletindo-se na qualidade dos reservatórios, e consequentemente na capacidade de transmissão dos fluidos em subsuperfície. Estas áreas estão representadas na figura 5.4, e suas propriedades petrofísicas médias (porosidade e permeabilidade) serão utilizadas como parâmetros de entrada para a simulação de fluxo.

Figura 5.4 - Seção esquemática e mapa ilustrando a variabilidade das características permoporosas da Zona I, ao longo das cinco áreas geologicamente similares, definidas para o campo de Alto do Rodrigues (Preda et alii, 1992).

A distribuição do óleo no reservatório é seletiva. As fácies que se apresentam saturadas de óleo são arenitos grosseiros, friáveis, algumas vezes mostrando estratificação cruzada acanalada. Correspondem à litofácies 2 de Nolla(1992), que ocorre com espessura máxima de 7 metros. A litofácies 3 (arenito médio, em parte argiloso e

cimentado por calcita) apresenta-se desde seca a saturada de óleo, constituindo-se na porção do reservatório onde as características permoporosas definem as condições de entrada do óleo. Já as litofácies 1 (conglomerados frequentemente cimentados por calcita) e 4 (Arenito muito fino a fino, com interlaminações argilosas, e siltitos e argilitos) representam litologias essencialmente selantes. Na figura 5.5 é possível observar as características macroscópicas destas fácies em amostras de testemunhos.

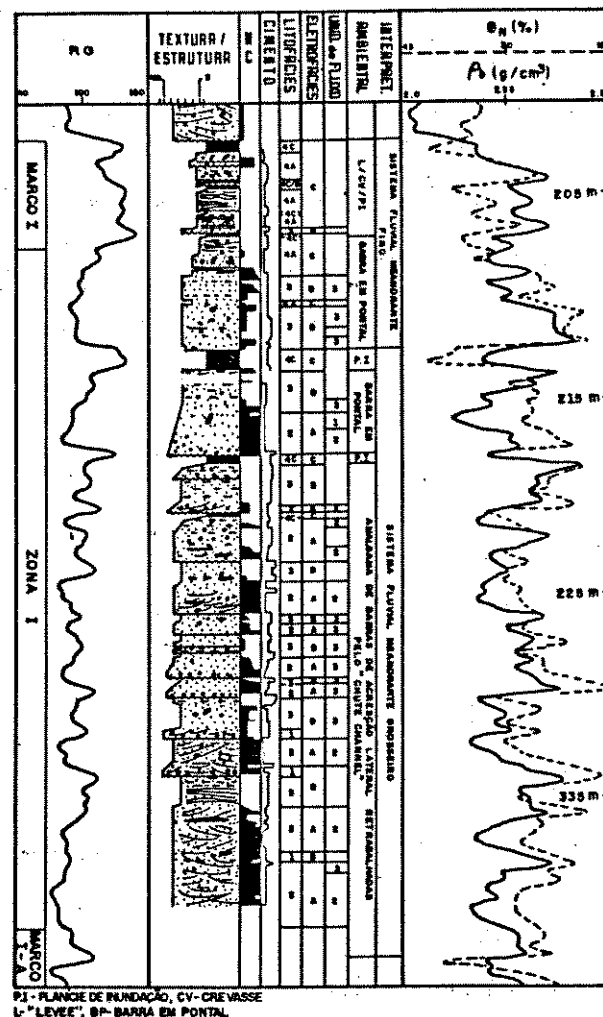


Figura 5.5 - Características litológicas e indícios de óleo das principais fácies reservatório do campo de Alto do Rodrigues (Nolla,1992).

5.3 - Impacto das heterogeneidades na migração secundária

Visando avaliar o impacto das heterogeneidades de mega-escala (dezenas a centenas de metros) na distribuição do óleo em subsuperfície e seu conseqüente impacto no tempo de deslocamento da frente de migração secundária, realizou-se uma simulação bi-dimensional, tomando-se por base uma seção geológica de detalhe elaborada por Preda et alii (1992), na área de implantação de um projeto de recuperação suplementar (injeção de vapor) situada na porção central do Campo (Área 3).

5.3.1 - Modelo

O modelo de simulação foi construído sobre a seção geológica apresentada na figura 5.6. A malha utilizada é de 23 x 38 células, medindo 20,0m por 1,0m, na área de interesse para análise, totalizando 874 células (figura 5.7). Nas extremidades do grid de simulação foram utilizadas células medindo 100 metros de comprimento, que atuaram como *bufers* para o estabelecimento das condições iniciais de simulação. As células posicionadas em $j = 37$ e $j = 38$ foram inicialmente saturadas de óleo, constituindo-se na área de alimentação de óleo para a seção investigada.

Os parâmetros de rocha utilizados na simulação foram aqueles estabelecidos por Preda et alii (1992), cujas características médias são mostrados na tabela 5.2.

Unidade de Fluxo	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
I	29,0	> 3.000
II	25,0	300 a 3.000
III	20,0	40 a 300

Tabela 5.2 - Porosidades efetivas e permeabilidades absolutas médias das unidades de fluxo I, II e III (Preda et alii, 1992).

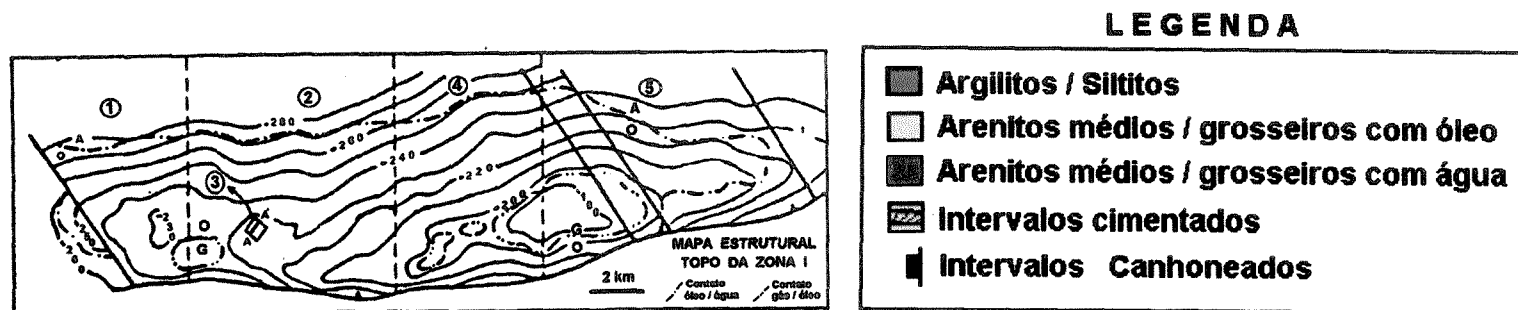
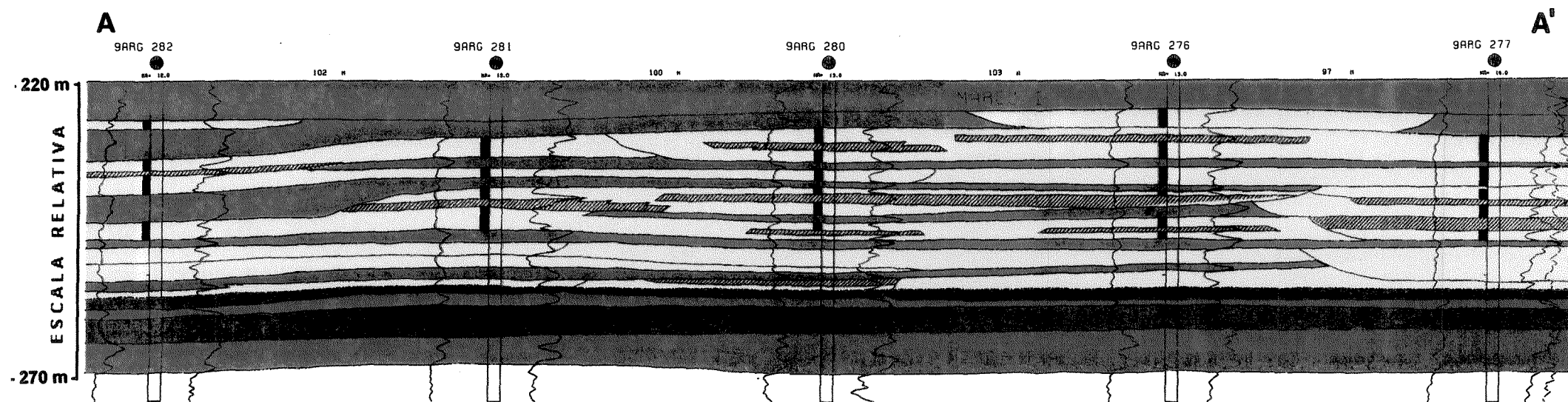


Figura 5.6 - Seção geológica de detalhe da zona I do Campo de Alto do Rodrigues, porção central (área 3), utilizada como modelo geológico para a análise do impacto das heterogeneidades internas do reservatório na migração secundária (in Preda et alii, 1992).

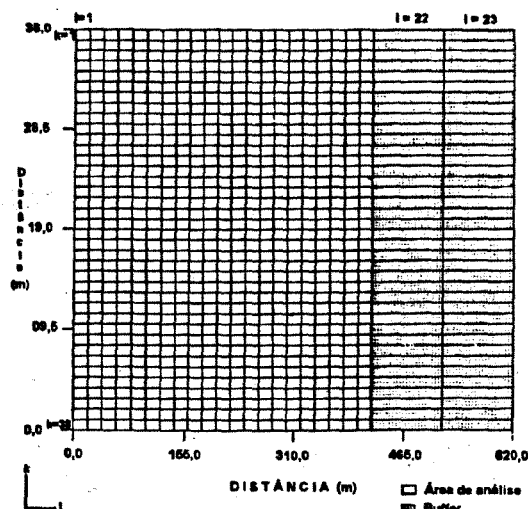


Figura 5.7 - Grid de simulação utilizado para análise do impacto de heterogeneidades na migração secundária. Atentar para as células posicionadas em $j=37$ e $j=38$ que atuam como *buffer*, representando a área de entrada do óleo.

As curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar adotadas como representativas para a área estudada foram retiradas de Borba et alii (1989), e estão representadas na figura 5.8.

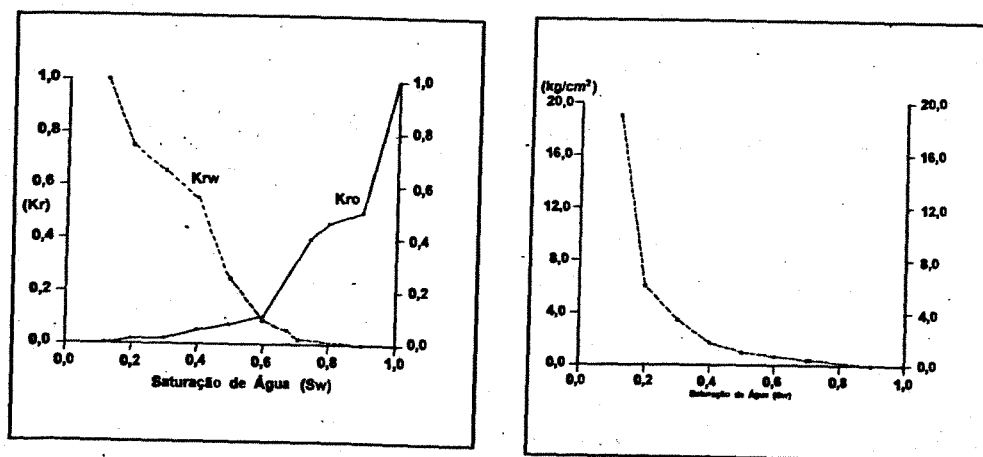


Figura 5.8 - Curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar médias definidas para a Zona I, Campo de Alto do Rodrigues (Borba et alii, 1989).

As características de fluídos estão sumarizadas na tabela 5.3, tendo sido obtidas do estudo integrado de reservatório realizada por Conceição et alii (1984).

PROPRIEDADE	VALOR
Densidade do óleo	0,904 g/cm ³
Viscosidade do óleo morto	500,0 cP @ 55 °C
Compressibilidade do óleo	6,22E-07 cm ² /kg
Pressão de Saturação	2,042 kg/cm ²
Densidade do gás	0.0511 g/cm ³
Densidade da água	1,000 g/cm ³
Bw	1,015
Compressibilidade da água	5,2x10-7 cm ² /kg
Temperatura do reservatório	55 °C

Tabela 5.3 - Características dos fluídos presentes no reservatório.

5.3.2 - Resultados

O monitoramento da frente de migração realizado com auxílio de imagens da saturação de óleo em diferentes tempos (figuras 5.9 e 5.10), permite observar que:

- O processo de preenchimento da trapa se dá inicialmente através dos níveis com melhores características permoporosas;
- A frente de migração avança com velocidades distintas nas diferentes fácies reservatório;
- As taxas de deslocamento da frente de migração variam entre 8,0 cm/ano e 20,0 cm/ano;

- A extensão lateral dos corpos selantes é que controla o movimento vertical do óleo durante o avanço da frente de migração. Cabe ressaltar que a presença de áreas de escape vertical de óleo ocasionam um retardamento na velocidade de migração lateral. Este fato evidencia o importante papel das forças de flutuação no processo de deslocamento dos hidrocarbonetos em subsuperfície.

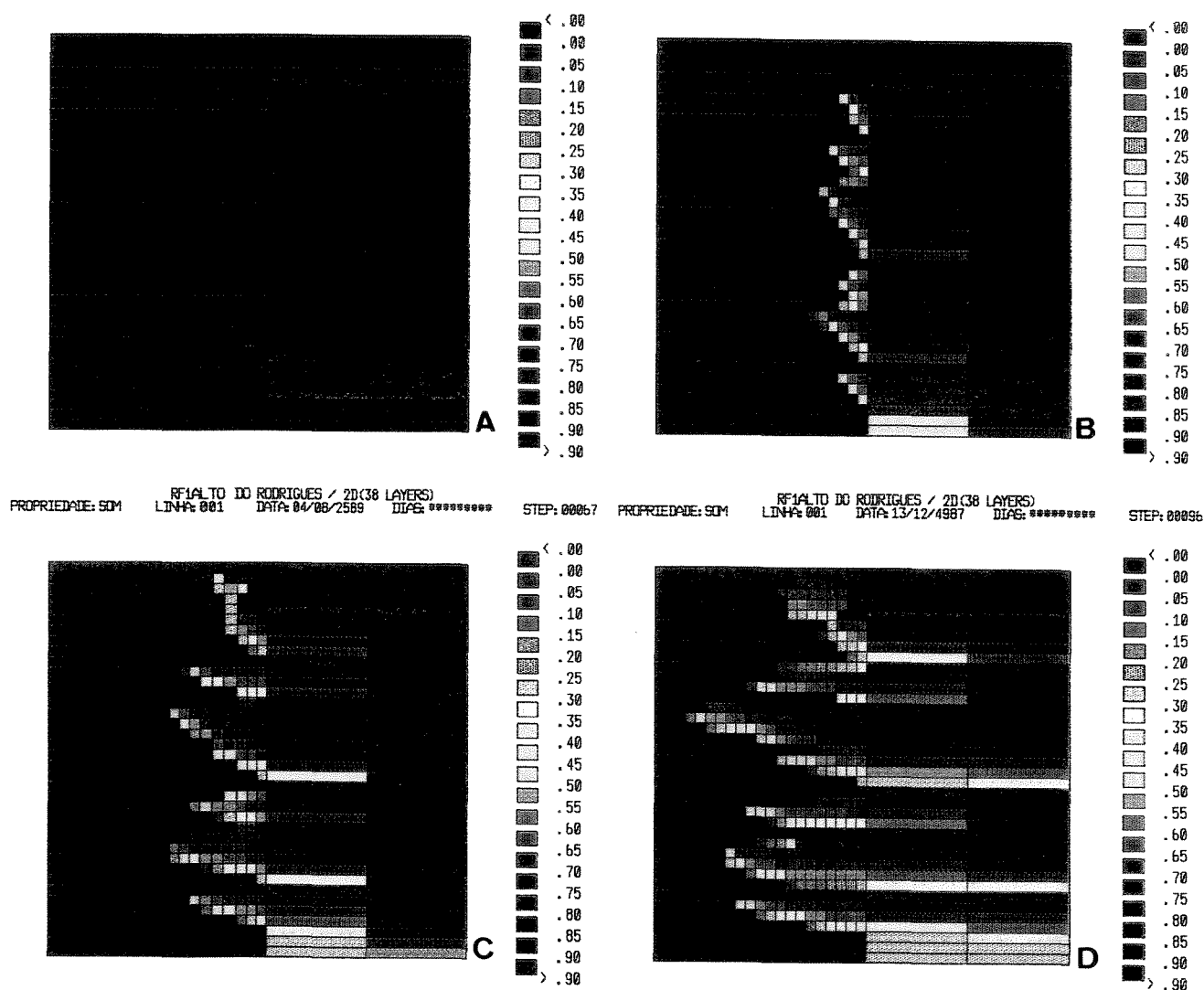


Figura 5.9 - Perfis de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando o impacto das heterogeneidades internas do reservatório na migração. (a) Condição inicial; (b) $t = 100$ anos; (c) $t = 600$ anos; (d) $t = 3000$ anos.

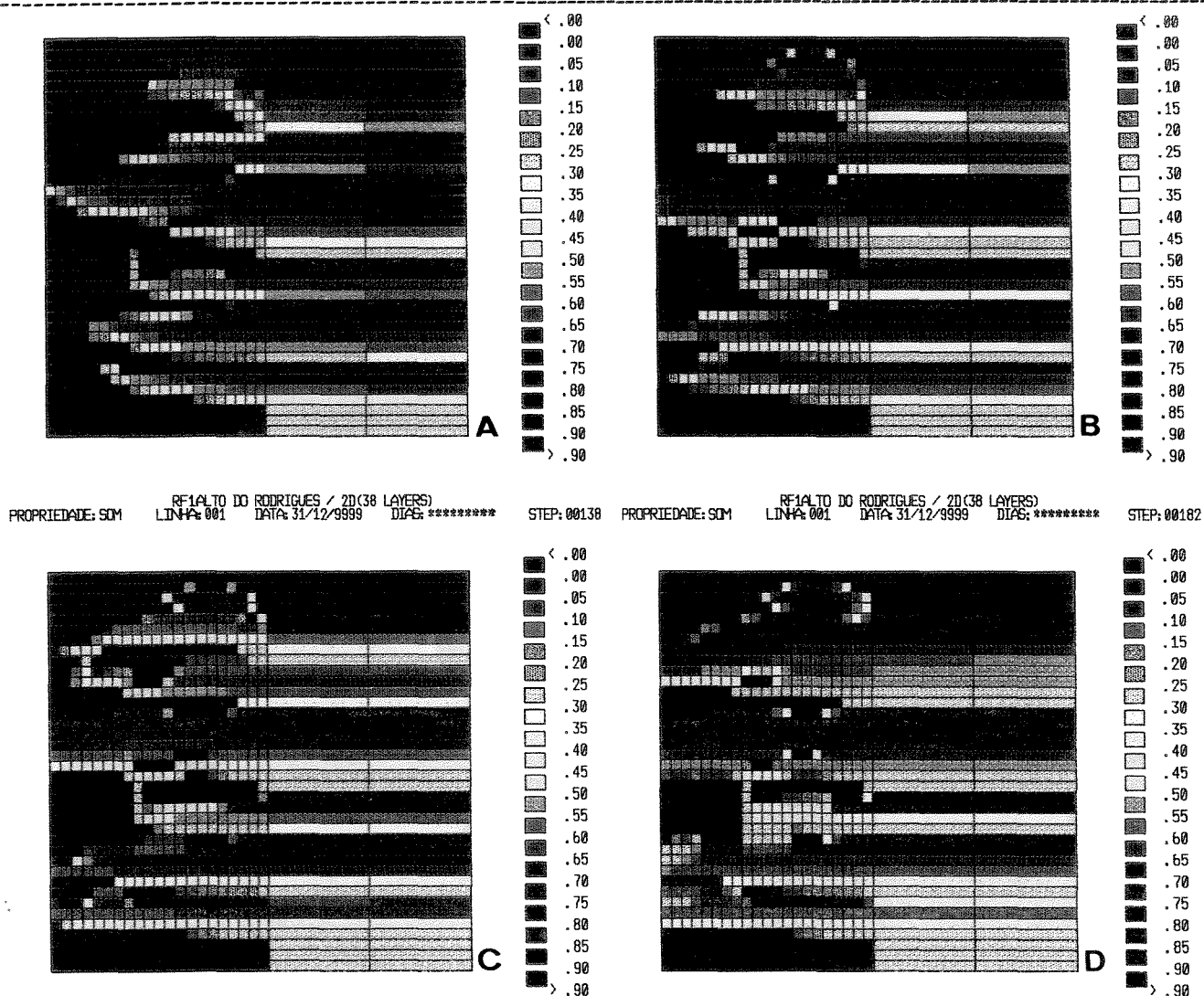


Figura 5.10 - Perfis de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando o impacto das heterogeneidades internas do reservatório na migração. (a) $t = 5.000$ anos; (b) $t = 10.000$ anos; (c) $t = 20.000$ anos; (d) $t = 100.000$ anos.

5.4 - Processo de preenchimento da acumulação

Para avaliar o tempo de preenchimento de todo o campo de Alto do Rodrigues, tomou-se por base o mapa de contorno estrutural da Zona I e os mapas de espessura

porosa construídos por Preda et alii (1992). As propriedades de rocha e fluido foram as mesmas utilizadas na simulação em 2-D, realizadas para análise do impacto das heterogeneidades.

5.4.1 - Modelo

A malha utilizada compreendeu 32 x 25 células retangulares, medindo 500 m por 250 m, na área de interesse, e 4000 m por 250 m, nas extremidades leste e oeste do campo, que atuaram com *buffer* para a definição das condições iniciais de simulação (figura 5.11).

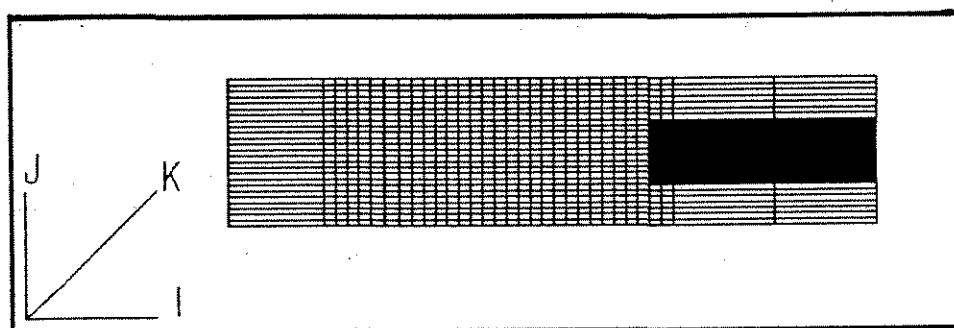


Figura 5.11 - Malha de simulação utilizada para reconstituir a história de preenchimento do campo de Alto do Rodrigues.

A área de alimentação de óleo foi posicionada no flanco leste da estrutura, correspondendo à zona de captação dos hidrocarbonetos gerados na porção submersa da Bacia.

A utilização de *buffers* teve por finalidade permitir que as condições de entrada de óleo no reservatório fossem controladas essencialmente pelas características

permoporosas das fácies reservatório e conformação estrutural da zona de acumulação (trapa).

Os dados de porosidade e permeabilidade utilizados na simulação estão representados nas tabelas 5.4 e 5.5, correspondendo às áreas com características geológicas similares mostradas na figura 5.4.

		ÁREAS				
		1	2	3	4	5
SUBZONAS	SUPERIOR	26,2	25,6	25,5	27,2	24,8
	MÉDIA	24,3	24,6	25,3	24,6	24,1
	INFERIOR	26,4	25,1	26,0	24,0	24,4
ZONA I		25,8	25,5	25,5	25,8	24,6

Tabela 5.4 - Porosidades médias das diferentes áreas estabelecidas para o Campo de Alto do Rodrigues por Preda et alii (1992).

		ÁREAS				
		1	2	3	4	5
SUBZONAS	SUPERIOR	3268,0	2479,0	2618,0	5778,0	2115,0
	MÉDIA	1069,0	1865,0	2723,0	1957,0	1175,0
	INFERIOR	1432,0	1969,0	3246,0	1426,0	1075,0
ZONA I		2898,0	2450,0	2730,0	3476,0	1649,0

Tabela 5.5 - Permeabilidades médias das diferentes áreas estabelecidas para o Campo de Alto do Rodrigues por Preda et alii (1992).

5.4.2 - Resultados

Os resultados da simulação em 3-D possibilitaram constatar que o processo de preenchimento da acumulação de gás em duas etapas distintas: Na primeira, a frente de migração avança controlada pela geometria do topo da seção reservatório, se deslocando através das porções estruturalmente mais elevadas. Na segunda, se processa a fase de preenchimento da estrutura propriamente dita, se caracterizando pelo avanço da frente de migração na forma de um anel que envolve toda a área estruturada. Durante esta última etapa de preenchimento a velocidade da migração é menor que aquela observada na primeira fase.

Os mapas de saturação de óleo construídos para diferentes tempos (figuras 5.12 a 5.14) mostram que durante a primeira etapa de preenchimento, enquanto a frente de migração não alcança o limite da área fechada do campo, as saturações de óleo situam-se entre 40% e 50%. Somente na fase de concentração, que corresponde à etapa final de preenchimento da estrutura, é que as saturações de óleo alcançam valores da ordem de 70% , correspondendo às condições de equilíbrio finais alcançadas pela massa de óleo que deslocou a água móvel originalmente presente no reservatório.

O monitoramento da frente de migração ao longo do tempo permitiu definir uma velocidade média de deslocamento da ordem de 0,03 cm/ano. A acumulação de óleo se formou no espaço de tempo de 250.000 anos a 300.000 anos.

Observou-se uma tendência de formação de capa de gás nas porções mais elevadas da estrutura, tendo sido calculadas saturações da ordem de 5%. Tal fato sugere que a capa de gás hoje encontrada no campo de Alto do Rodrigues é resultado da segregação gravitacional das frações mais leves originalmente dissolvidas no óleo, liberadas quando este encontrou condições de pressão abaixo do seu ponto de saturação.

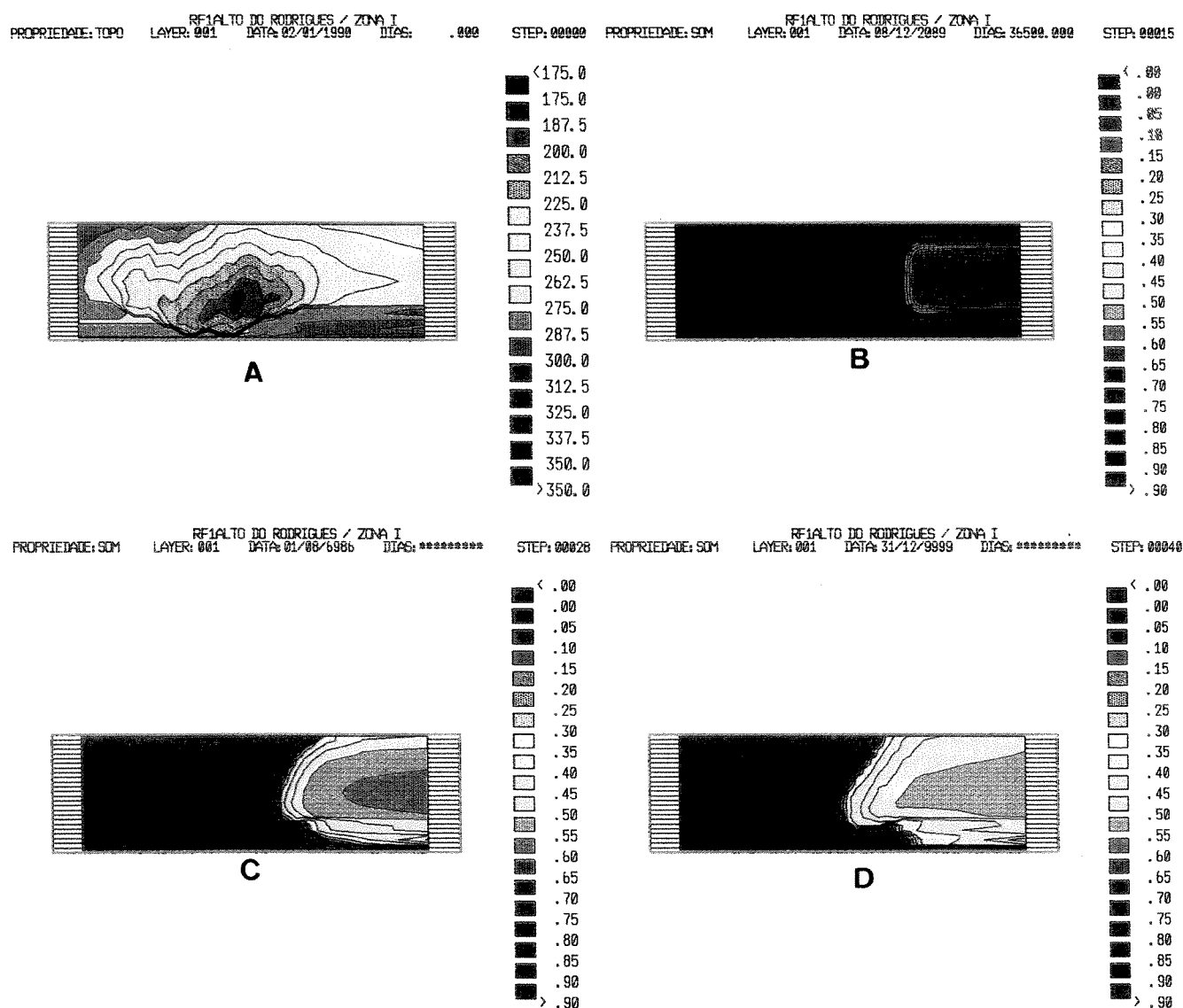


Figura 5.12 - Mapas de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando o processo de preenchimento da zona 1 do Campo de Alto do Rodrigues. Atentar para o fato de que em (a) é mostrado o mapa estrutural do topo da zona, com o objetivo de orientar o monitoramento da frente de migração. (b) Condição Inicial ; (c) $t = 5.000$ anos; (d) $t = 20.000$ anos.

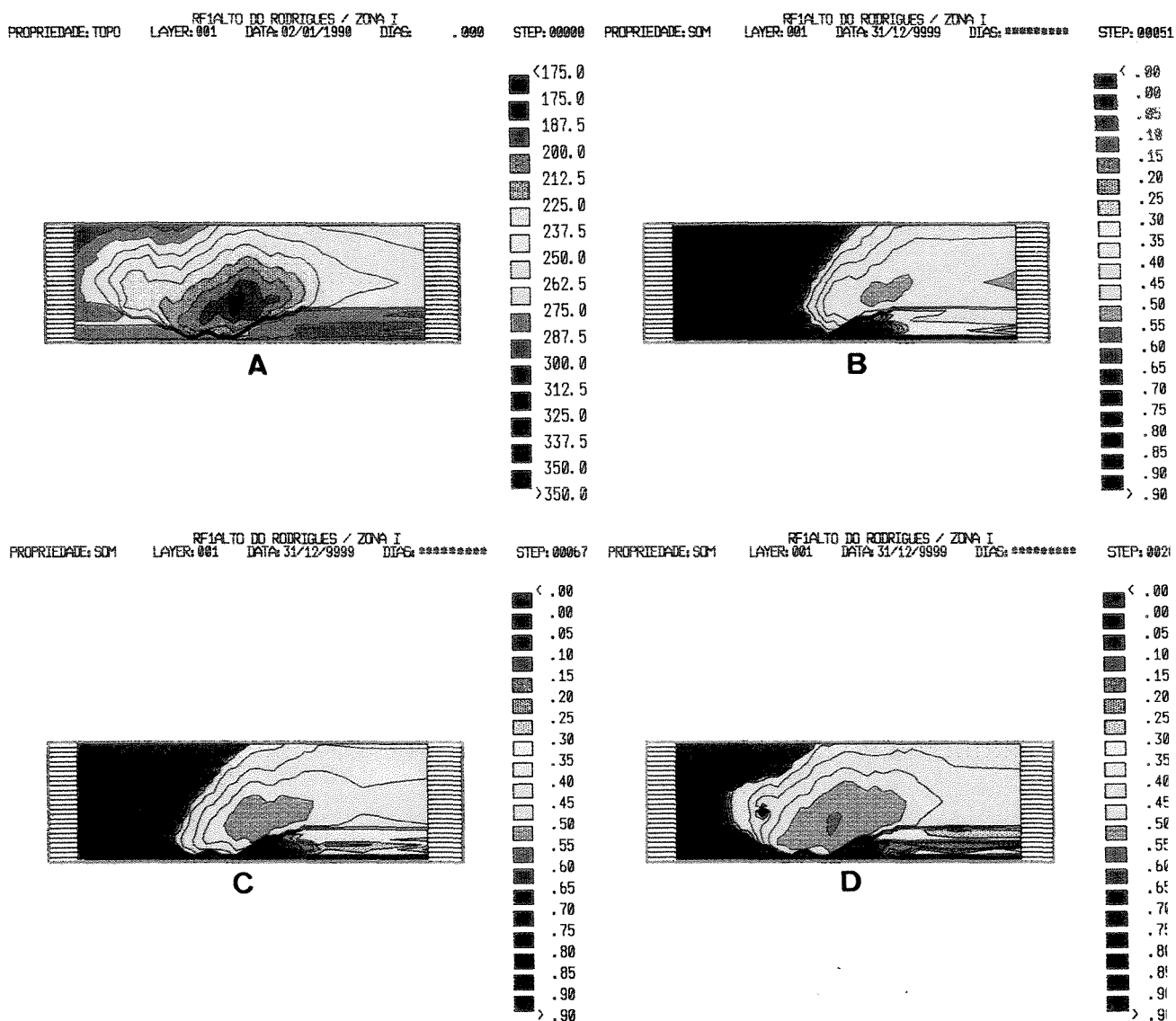


Figura 5.13 - Mapas de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando o processo de preenchimento da zona 1 do Campo de Alto do Rodrigues. Atentar para o fato de que em (a) é mostrado o mapa estrutural do topo da zona, com o objetivo de orientar o monitoramento da frente de migração. (b) $t = 50.000$ anos ; (c) $t = 100.000$ anos; (d) $t = 200.000$ anos.

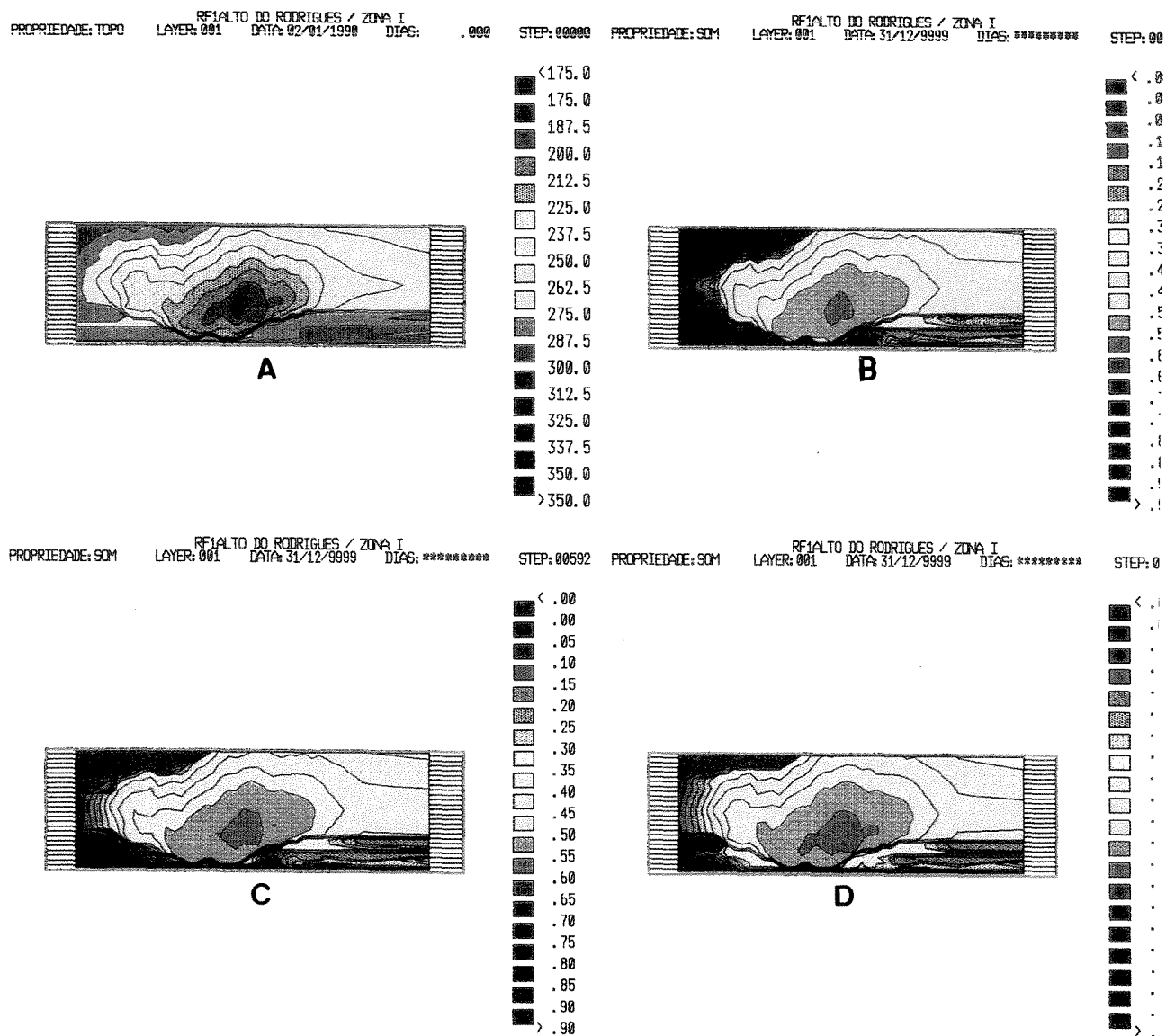


Figura 5.14 - Mapas de saturação de óleo para diferentes tempos, mostrando o processo de preenchimento da zona 1 do Campo de Alto do Rodrigues. Atentar para o fato de que em (a) é mostrado o mapa estrutural do topo da zona, com o objetivo de orientar o monitoramento da frente de migração. (b) $t = 250.000$ anos; (c) $t = 300.000$ anos; (d) $t = 400.000$ anos.

5.5 - Conclusões

No processo de migração secundária, as rotas de migração são controladas pelas fácies com melhor características permoporosas. Dependendo do posicionamento estratigráfico destas áreas de maior facilidade de deslocamento do óleo, o preenchimento de uma acumulação de óleo pode se dar, em casos extremos, de baixo para cima.

As velocidades de deslocamento da frente de migração são controladas pelas heterogeneidades internas do reservatório, que irão definir também a forma de preenchimento da acumulação.

A conformação estrutural dos corpos selantes, definindo o posicionamento dos ápices estruturais, é que controla as rotas de migração na primeira fase do processo de preenchimento de uma área favorável ao aprisionamento de hidrocarbonetos.

O tempo requerido para o completo preenchimento de uma estrutura equivalente ao campo de Alto do Rodrigues, considerando-se as características permoporosas hoje observadas, é de aproximadamente 300.000 anos, o que resulta numa taxa de acumulação de óleo da ordem de 150 metros cúbicos por ano.

CAPÍTULO 6

ANÁLISE DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA EM ESCALA DE BACIA

6.1 - INTRODUÇÃO

Na atividade prospectiva de petróleo uma das questões que têm despertado mais interesse diz respeito à determinação das rotas de migração secundária. Gussow (1954) afirma em seu trabalho clássico sobre o aprisionamento diferencial do óleo e gás, que a migração dos hidrocarbonetos se dá no sentido contrário ao mergulho das camadas carreadoras, com o caminho de migração se desenvolvendo perpendicularmente aos contornos estruturais dos estratos. Para este pesquisador, *"irregularidades e ondulações suaves no mergulho regional irão causar microdrenagens que se juntarão formando pequenos caminhos, que se unirão a caminhos maiores, originando as rotas de migração"*.

Conforme representado na figura 6.1, segundo o modelo de migração proposto por Gussow (*op.cit.*), os hidrocarbonetos se movem através de caminhos bem definidos. Os filetes locais podem se juntar formando caminhos maiores que se constituem nas rotas principais de migração. Como resultado desse processo, os hidrocarbonetos gerados nas porções mais profundas de uma bacia sedimentar, tendem a se deslocar no sentido contrário ao mergulho regional, para fora da bacia, seguindo as cristas dos anticlinais ou altos estruturais, ao longo dos quais, em ângulos retos ao mergulho das camadas, escapam de uma armadilha para outra, à medida que sua capacidade de armazenamento é ultrapassada.

Porém, o interesse pelo conhecimento dos mecanismos que controlam a migração secundária, em escala de bacia, não se restringem à determinação das rotas de migração.

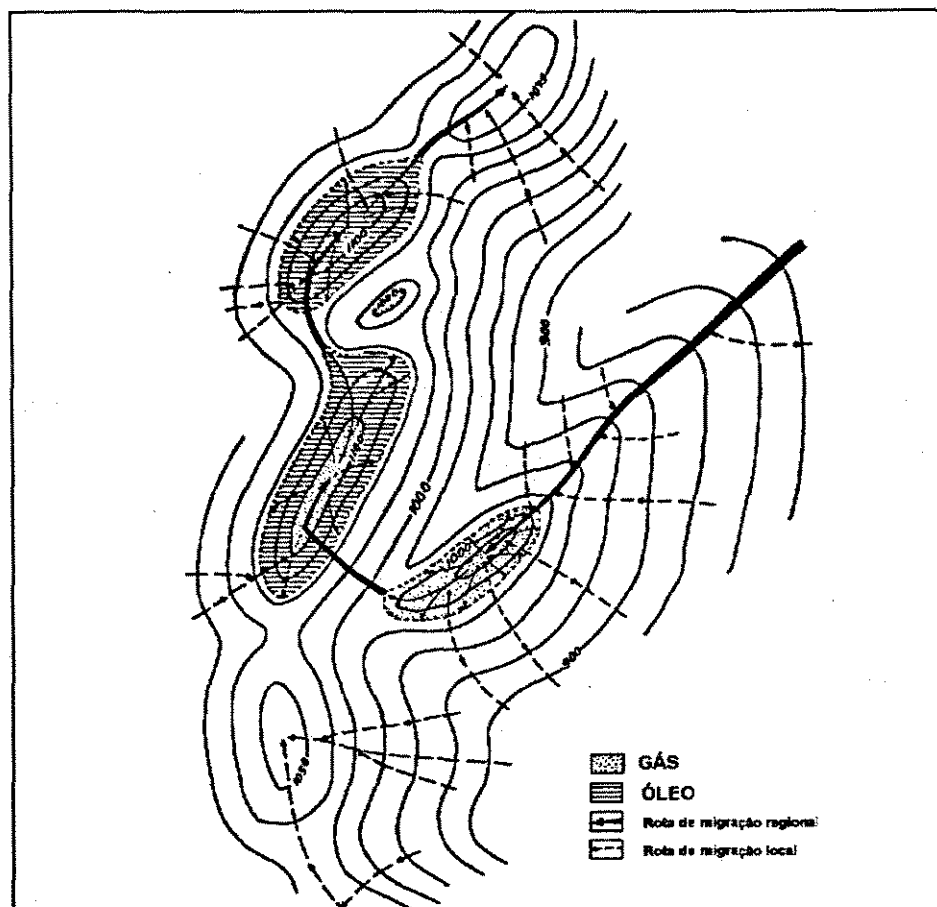


Figura 6.1 - Rotas de migração secundária segundo o modelo proposto por Gussow (1954).

O seu conhecimento é de fundamental importância para a definição de áreas com maior atratividade exploratória (Souza et alii,1984; Rizzo et alii,1990); o estabelecimento das relações temporais entre a migração primária e os mecanismos de aprisionamento dos hidrocarbonetos, que pode se relacionar com a história diagenética das fácies reservatório (Surdam et alii,1984); a quantificação do tempo de residência do petróleo nas áreas de acumulação (Bois et alii,1982; Miller,1992); a definição das áreas de escape dos hidrocarbonetos para a superfície (Horvitz,1980); dentre outros aspectos.

No caso específico da Bacia Potiguar, os estudos sobre migração secundária se fundamentam, na sua maioria, em dados geoquímicos associados com informações de caráter estrutural, excessão feita ao trabalho realizado por Souza et alii (1983) que investiga a origem das acumulações de petróleo na Formação Açu, sob condições hidrodinâmicas. Neste último caso, os autores utilizam-se da teoria hidrodinâmica de migração, postulada por Hubbert(1953) e sistematizada por Dahlberg (1982), para obter mapas de potencial da fase óleo, a partir da combinação de mapas potenciométricos da fase água e de contorno estrutural do topo da Formação Açu.

O presente estudo busca ir além, investigando a dinâmica do processo de migração secundária com auxílio de um simulador de fluxo, através de simulações tri-dimensionais. Se tomará como cenário as condições geológicas hoje observadas na Formação Açu (características litoestratigráficas, estruturação, regime de fluxo hidrodinâmico), levando-se em consideração as condições de geração de hidrocarbonetos líquidos definidas para a Bacia Potiguar ao longo de sua evolução.

Os principais objetivos desta etapa do trabalho são:

- Avaliar as rotas de migração de óleo na Bacia Potiguar;
- Quantificar as velocidades de deslocamento da frente de migração;
- Determinar o tempo de chegada do óleo nas áreas favoráveis à acumulação de óleo e gás;
- Definir os principais fatores que condicionam a migração secundária em escala de bacia.

6.2 - GEOLOGIA DA BACIA POTIGUAR

A Bacia Potiguar é a mais oriental das bacias marginais brasileiras, recobrendo parcialmente a região costeira e a plataforma continental dos estados do Rio Grande do Norte e Ceará. Sua área total é da ordem de 48.000 km², sendo aproximadamente 21.000 km² na porção emersa. É limitada a oeste pelo alto de Fortaleza, a sul pelas rochas cristalinas do embasamento Pré-Cambriano e extendendo-se para norte e leste, em direção à plataforma e talude continentais, até a isóbata de 2.000 m (figura 6.2). Na porção emersa afloram sedimentos das formações Açu, Jandaira e Barreiras.

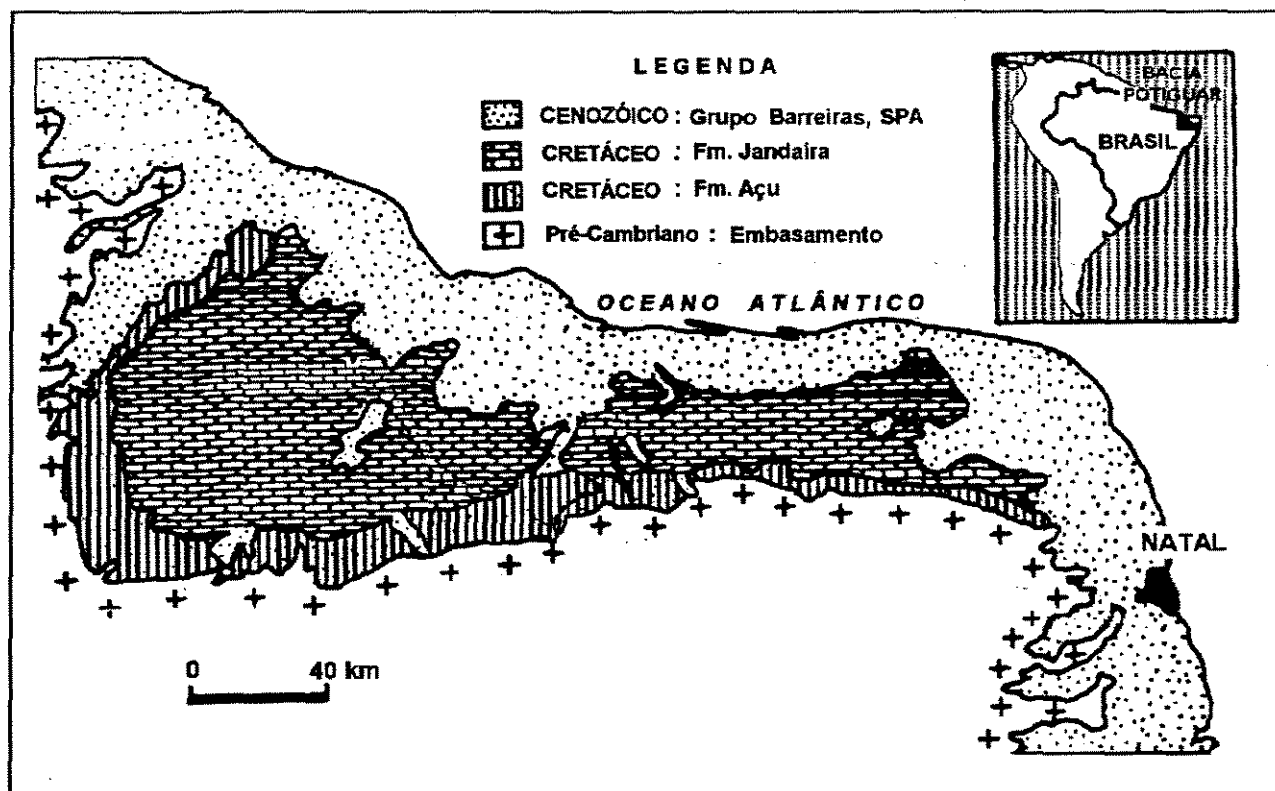


Figura 6.2 - Mapa de localização e geológico da Bacia Potiguar (modificado de Cypriano & Nunes, 1968).

6.2.1 - Fisiografia

Na área com cobertura sedimentar predominam relevos tabuliformes e custeiformes (Lima Neto,1993). As maiores cotas situam-se entre 200 e 250 m, correspondendo às serras do Carmo e do Mel, na parte central da bacia e o 'domo' de Mangue seco a leste, além da Serra Verde, localizada na parte sul. Na área onde afloram as rochas carbonáticas da formação Jandaira o relevo apresenta altitudes por volta de 100 m a 150 m . Na "depressão periférica", faixa de terreno semicircular onde afloram as rochas siliciclásticas da Formação Açu em contato com as rochas do embasamento, as cotas situam-se entre 50 e 100 m.

O relevo atual tem uma evolução recente, de idade pós-pleistocênica. Lima et alii (1990) consideram que a erosão atualmente em curso é controlada pelo campo de tensão neotectônico, sendo que a erosão da Formação Barreiras responde a variações climáticas (glaciações) e oscilações do nível do mar.

Segundo Fortes(1987) a fisiografia da bacia é reflexo do soerguimento sofrido pela Plataforma Brasileira, a partir do Terciário até os dias atuais, correspondendo ao ajuste do arcabouço brasileiro, através de pequenos pulsos, em resposta às tensões isostáticas residuais.

6.2.2 - Arcabouço Estrutural

O arcabouço estrutural da bacia é controlado por falhas NE/SW e NW/SE, definindo duas macro-feições que controlaram a distribuição dos sedimentos: calha central e plataformas. A primeira, está subdividida por altos internos que individualizam grabens assimétricos. Na parte emersa esta calha apresenta direção NE/SW, enquanto

que na plataforma continental assume uma orientação NW/SE. A segunda, corresponde às áreas de embasamento mais raso, onde a Formação Açu assenta-se diretamente sobre as rochas do embasamento cristalino.

As falhas principais têm rejeito da ordem de milhares de metros (Fortes, 1987; Matos, 1987), desenvolvidas principalmente durante o estágio *rift*, quando definiram os grabens de Umbuzeiro, Guamaré, Boa vista, Apodi, Ubarana e Touros, associados aos altos intrabacinais de Quixaba, Canudos, Serra do Carmo e Macau (figura 6.3).

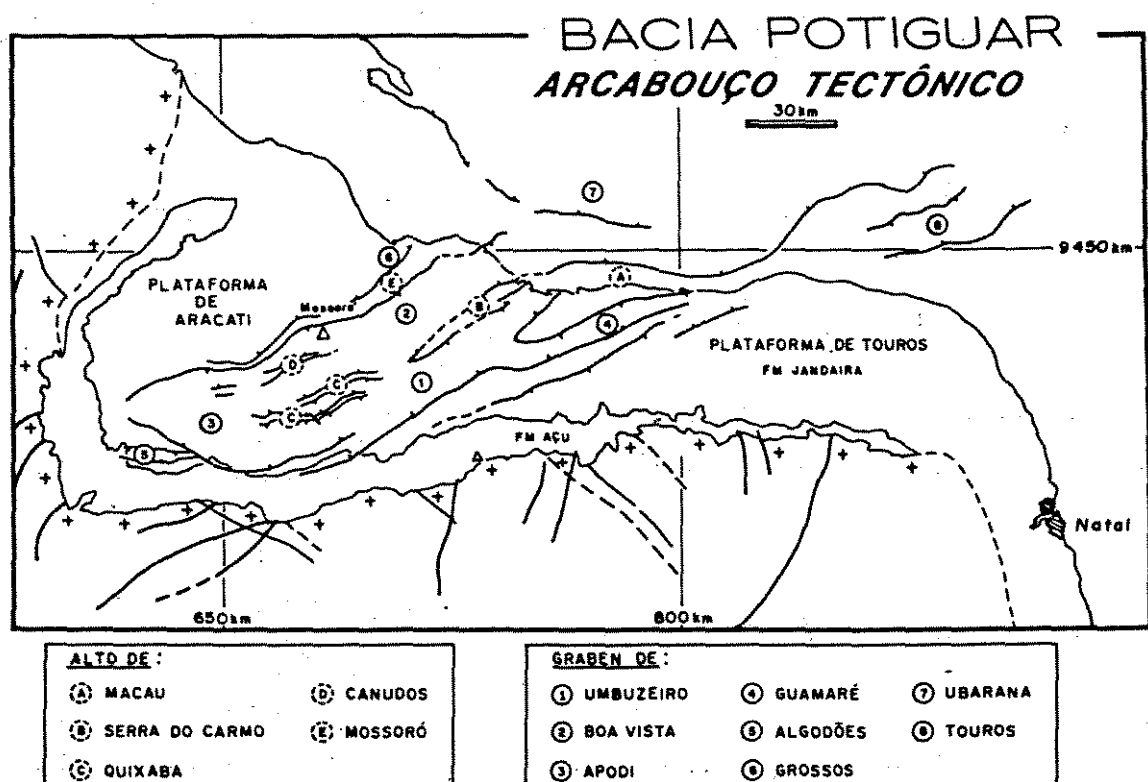


Figura 6.3 - Mapa de arcabouço tectônico da Bacia Potiguar (Lima Neto, 1993)

Os principais falhamentos de direção nordeste são os sistemas de Carnaubais-Touros e de Areia Branca, que definem os limites da calha central. Na direção noroeste, as principais falhas são as de Apodi, situada na porção sudoeste; e o sistema Pescada-Ubarana, que controlou a distribuição dos sedimentos na porção submersa. Cabe ressaltar que a maioria das acumulações de óleo na formação Açu estão situadas nas proximidades dos sistemas Carnaubais-Touros e Areia Branca.

6.2.3 - Estratigrafia

A bacia acha-se preenchida por mais de 5.000m de sedimentos mesozóicos e cenozóicos. Encontra-se assentada em terrenos cristalinos da Província de Borborema (maciços e sistemas de dobramento) de idade pré-Cambriana.

Três grandes sequências compõem o prisma sedimentar da bacia, apresentando características tectono-sedimentares distintas. São elas: Sequência Continental; Sequência Marinha Transgressiva e Sequência Marinha Regressiva (Souza et alii, 1983).

Sequência Continental (Neocomiano-Aptiano)

Corresponde ao estágio tectônico *rift* de Bertani et alii (1990). É representado pelos sedimentos da Formação Pendência, de idade neocomiana. Constituem depósitos tipicamente flúvio-lacustres. A seção lacustre comporta folhelhos ricos em matéria orgânica, constituindo-se em uma importante unidade geradora de hidrocarbonetos na Bacia.

Seqüência Marinha Transgressiva (Aptiano-Santoniano)

Corresponde ao estágio transicional, pós-*rift*, e parte do estágio *drift* de Bertani et alii (1990). Engloba as formações Alagamar, Açú, Ponta do Mel e Jandaíra, e o membro Quebradas da Formação Ubarana. Esta seqüência se constitui no principal alvo de estudo na presente dissertação. Ressalta-se a importante contribuição fornecida por Tibana & Terra (1981), que estudaram as unidades carbonáticas do cretáceo da Bacia Potiguar, possibilitando individualizar geneticamente as rochas calcárias pertencentes às formações Jandaíra e Ponta do Mel. Esta última, se constituindo em elemento fundamental para os trabalhos de integração geológica entre as porções emersa e submersa.

Seqüência Marinha Regressiva (Campaniano-Holoceno)

Corresponde à seqüência deposicional superior do estágio *drift* de Bertani et alii (1990), constituindo uma unidade regressional ou progradação de arenitos costeiros (Formação Tibau), carbonatos de plataforma (Formação Guamaré) e folhelhos marinhos rasos a profundos, com turbiditos intercalados (Formação Ubarana).

Na figura 6.4 é apresentada a coluna estratigráfica adotada para a Bacia Potiguar, conforme estabelecida por Souza (1982).

6.2.4 - Estruturação

As acumulações de óleo encontradas na formação Açú têm um forte controle estrutural. A maioria dos campos de petróleo situam-se nos trends de Carnaubais e Areia Branca, que no mapa de contorno estrutural se apresentam como narizes anticlinais orientados na direção NE/SW, com mergulho para NE (figura 6.5).

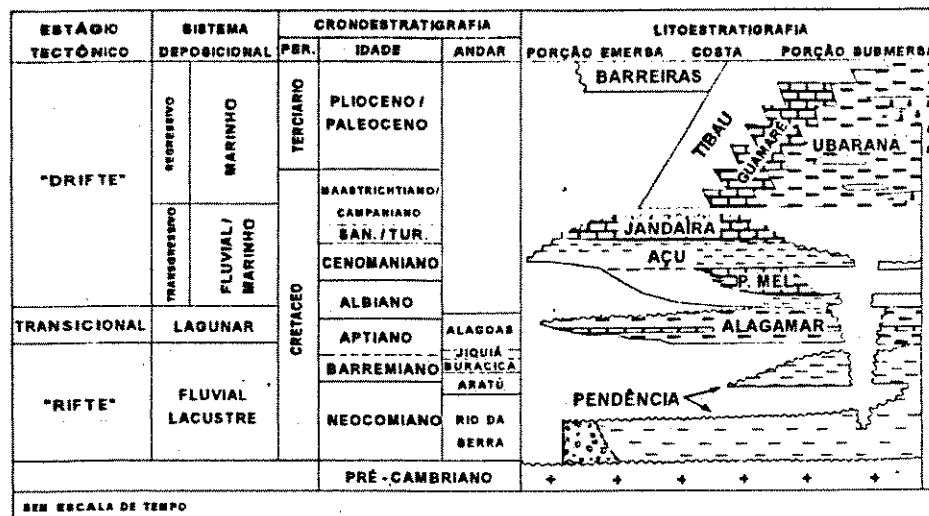


Figura 6.4 - Coluna estratigráfica da Bacia Potiguar (adaptada de Souza, 1982)

Segundo Gusso (1989), os anticlinais presentes na formação açu, que constituem as principais armadilhas estruturais para o petróleo, na porção emersa, têm a geometria de um dobramento isópaco.

Lima & Lima Neto (1993) consideram que a estruturação da seção pós-rifte está associada a um basculamento para NW, durante o Cretáceo (Evento Apodi), enquanto que no terciário este se dá na direção NNE (Evento Agulha).

A idade mais provável para o principal evento de estruturação da Formação Açú seria entre o final do Santoniano até o Campaniano Médio (NeoSantoniano-EoCampaniano). Segundo Lima Neto (1993), essa estruturação seria marcada pela

coincidência de dois eventos: a) um hiato bioestratigráfico; e b) significativa superfície erosiva que se estende à plataforma continental.

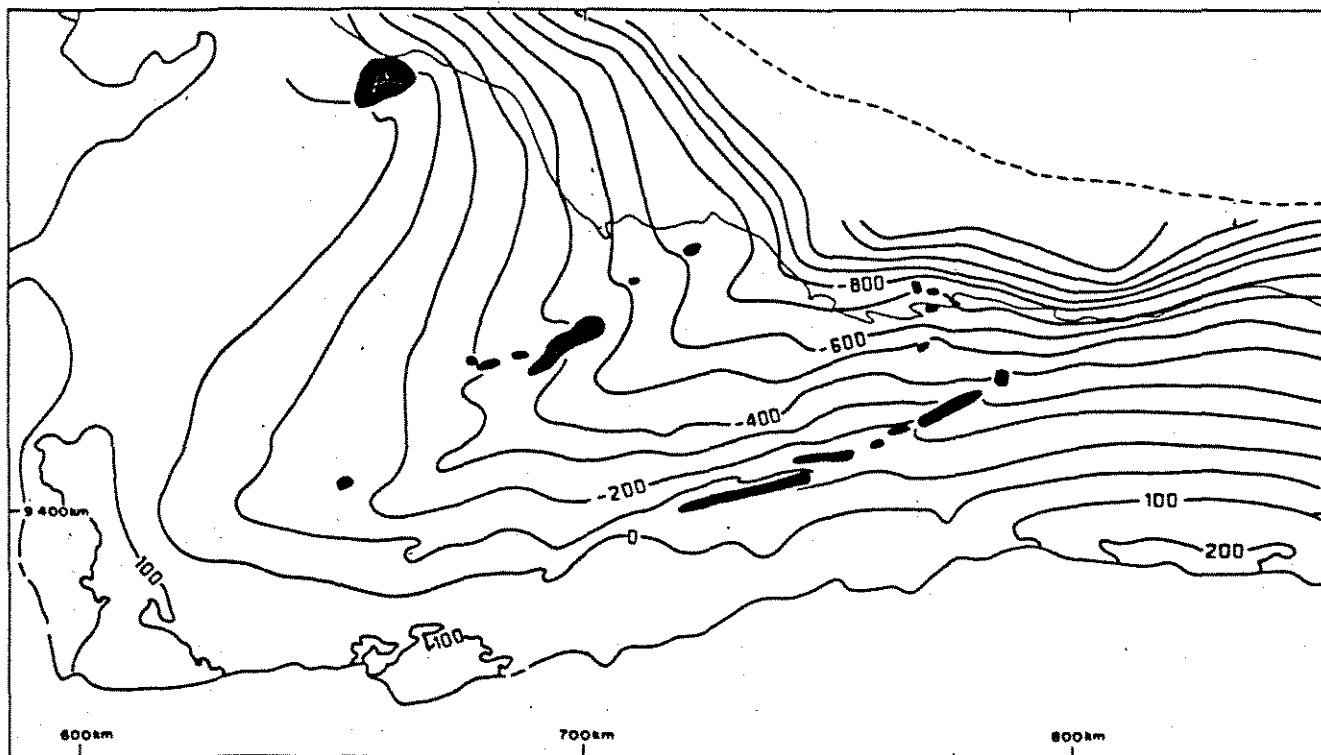


Figura 6.5 - Mapa estrutural do topo da Formação Açu, com distribuição espacial das principais acumulações de óleo encontradas nesta unidade, na porção emersa da Bacia Potiguar (Lima Neto, 1993).

Para Gusso (1989) a estruturação estaria relacionada com um tectônica transpressional, causando uma inversão estrutural de idade pós-Jandaira.

Evidências de tectonismo Quaternário associadas a movimentações observadas nos sedimentos da formação Barreiras e até mais jovens (depósitos costeiros), reportados por vários pesquisadores (Fortes, 1987; Lima & Lima Neto, 1993), indicam que a atividade sísmica da Bacia Potiguar se estende até os dias atuais, podendo ter reflexos na geometria final das estruturas hoje encontradas na Formação Açu.

6.2.5 - Hidrogeologia

Souza et alii(1983) identificaram, com base na concentração de sais das águas de formação, três sistemas de salinidades contidos nas sequências tectono-sedimentares identificadas na Bacia. Estes três sistemas corresponderiam a regimes de movimentação de fluidos distintos, assim denominados: (a) Sistema Açú (eminentemente doce); (b) Sistema Alagamar (salino); e (c) Sistema Ubarana (salino).

O Sistema de Salinidade Açú abrange as unidades litoestratigráficas da Sequência Marinha Transgressiva, estendendo-se desde a parte emersa até o talude da Formação Ponta do Mel. Suas águas possuem salinidade variando de 100 ppm NaCl, próximo aos afloramentos, até um máximo de 20.000 ppm NaCl, nas suas porções mais distais. Está limitado a norte pelos sedimentos pelíticos da Formação Ubarana. Teixeira (1991) realizou um estudo de caracterização hidrogeoquímica da Formação Açú, fornecendo subsídios importantes para a compreensão dos mecanismos de movimentação das água de formação neste sistema de salinidade.

O Sistema de Salinidade Alagamar, representa condições de circulação semi-estagnantes, estando contido na Sequência Continental, englobando as formações Pendência e Alagamar Inferior (abaixo das CPT). Suas águas apresentam salinidades variando de 5.000 ppm NaCl até 65.000 ppm de NaCl, na porção emersa, tendo sido registrada uma anomalia de salinidade na área de Fazenda Malaquias, onde foram verificadas salinidades superiores a 150.000 ppm NaCl. Na parte submersa as salinidades variam entre 60.000 ppm NaCl e 180.000 ppm NaCl.

O Sistema de Salinidade Ubarana abrange as unidades litoestratigráficas da sequência marinha regressiva. Suas águas de formação apresentam salinidades variando entre 40.000 ppm NaCl e 65.000 ppm NaCl, do topo para a base.

Lima Neto(1989) propõe um aperfeiçoamento desta classificação, agrupando os litotipos da Bacia Potiguar em unidades hidrogeológicas (Figura 6.6).

HIROESTRATIGRAFIA	AQUÍFEROS	AQUITARDOS	AQUICLUDOS	MO. MAT.	DISCOR- DÂNCIAS	REGIMES HIROGEO- LÓGICOS
GRUPO AGULHA				TIPO II MATURO		M COMPACTACIONAL
GRUPO APODI				TIPO III MATURO MAIOR PARTE	POS JAND INTRA ACU	METÉORICO C
FM. ALAGAMAR				PRE ACU		C T
GRUPO PENDÊNCIA				TIPO I / II / III MATURO MAIOR PARTE	POS RIFT	M C TERMO- BÁRICO

Figura 6.6 - Unidades hidrogeológicas da Bacia Potiguar (Lima Neto,1989).

Para o Sistema de Salinidade Açú, principal objeto de estudo desta dissertação, Souza et Alii(1983) definiram a predominância de fluxos gravitacionais centrípetos, sugeridos pelo mapa de superfície potenciométrica (figura 6.7), caracterizando uma bacia matura, conforme a classificação de Cousteau (in Tissot & Welte,1984). Cabe observar que o mapeamento hidrogeológico realizado pelo Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, em 1980, revelou condições de franca movimentação de água na Formação Açú.

Ferreira (1993) propõe um modelo de circulação de águas meteóricas para as bacias da margem continental brasileira, segundo o qual as intensidades de movimentação das águas nas bacias marginais estão intimamente relacionadas com as variações do nível do mar, em particular no Pleistoceno. Segundo este autor, as águas meteóricas atuam como agente de transporte de bactérias, responsáveis pela degradação do óleo. Este modelo se aplica às condições hidrodinâmicas da Formação Açu, cujas áreas de descarga situam-se na plataforma continental do estado do Rio Grande do Norte.

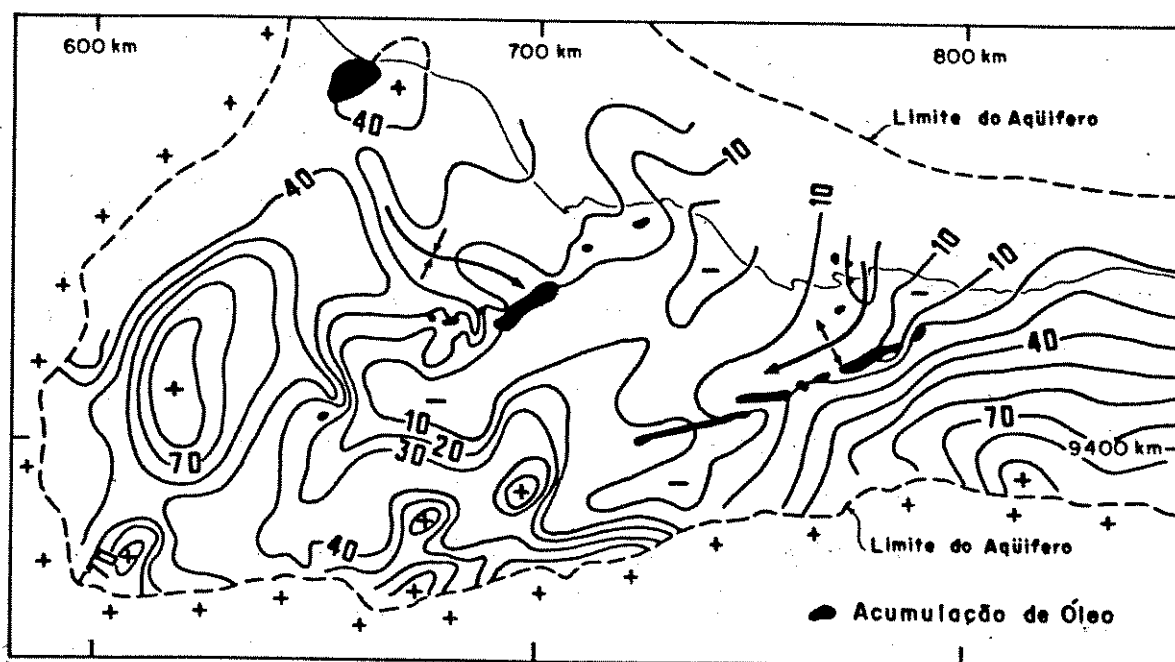


Figura 6.7 - Mapa de superfície potenciométrica da Formação Açu (Lima Neto, 1989).

6.2.6 - Condições de Geração

As rochas com potencial gerador para óleo da Bacia Potiguar situam-se nas unidades IV e III da Formação Pendência e nas porções superior e inferior da Formação Alagamar. A matéria orgânica presente nas rochas pelíticas destas unidades é do tipo amorfa e herbácea. Já para as unidades II e I da Formação Pendência são identificadas matéria orgânica do tipo herbácea e lenhosa, mais favoráveis à geração de gás e condensado (Mello, 1988).

Conforme comprovam os estudos realizados por Mello et alii (1984), Santos Neto et alii (1989) e Trindade (1992), a matéria orgânica da Formação Pendência é de origem lacustrina continental, enquanto que na porção superior da Formação Alagamar (CPT e Membro Galinhos) é de origem marinha evaporítica, e na porção inferior depositadas em ambiente com características mistas, do tipo deltáico-lacustrino. Estas variações composicionais são determinadas com auxílio de cromatogramas e fragmentogramas, cujas assinaturas são apresentadas na figura 6.8. Além dessas diferenças genéticas, observam-se dentre os óleos gerados pela Formação Alagamar variações no caráter de evolução térmica, sendo identificados óleos pouco e muito evoluídos termicamente. A distribuição desses óleos segue *trends* bem definidos, concordantes com as estruturas regionais da Bacia (figura 6.9).

Os dados geoquímicos associados à história de soterramento da Bacia, sugerem que a geração dos hidrocarbonetos é relativamente recente (Kiang & Kowsmann, 1983). Para a Formação Pendência este se dá por volta do Santoniano, enquanto que a Formação Alagamar só encontra condições de geração a partir do Mioceno, restringindo-se apenas à porção submersa. O perfil de maturação termal apresentado na figura 6.10 ilustra a evolução do processo de maturação na parte submersa da bacia. E o mapa mostrado na figura 6.11 indica a distribuição espacial das ocorrências de rochas

geradoras na plataforma continental.

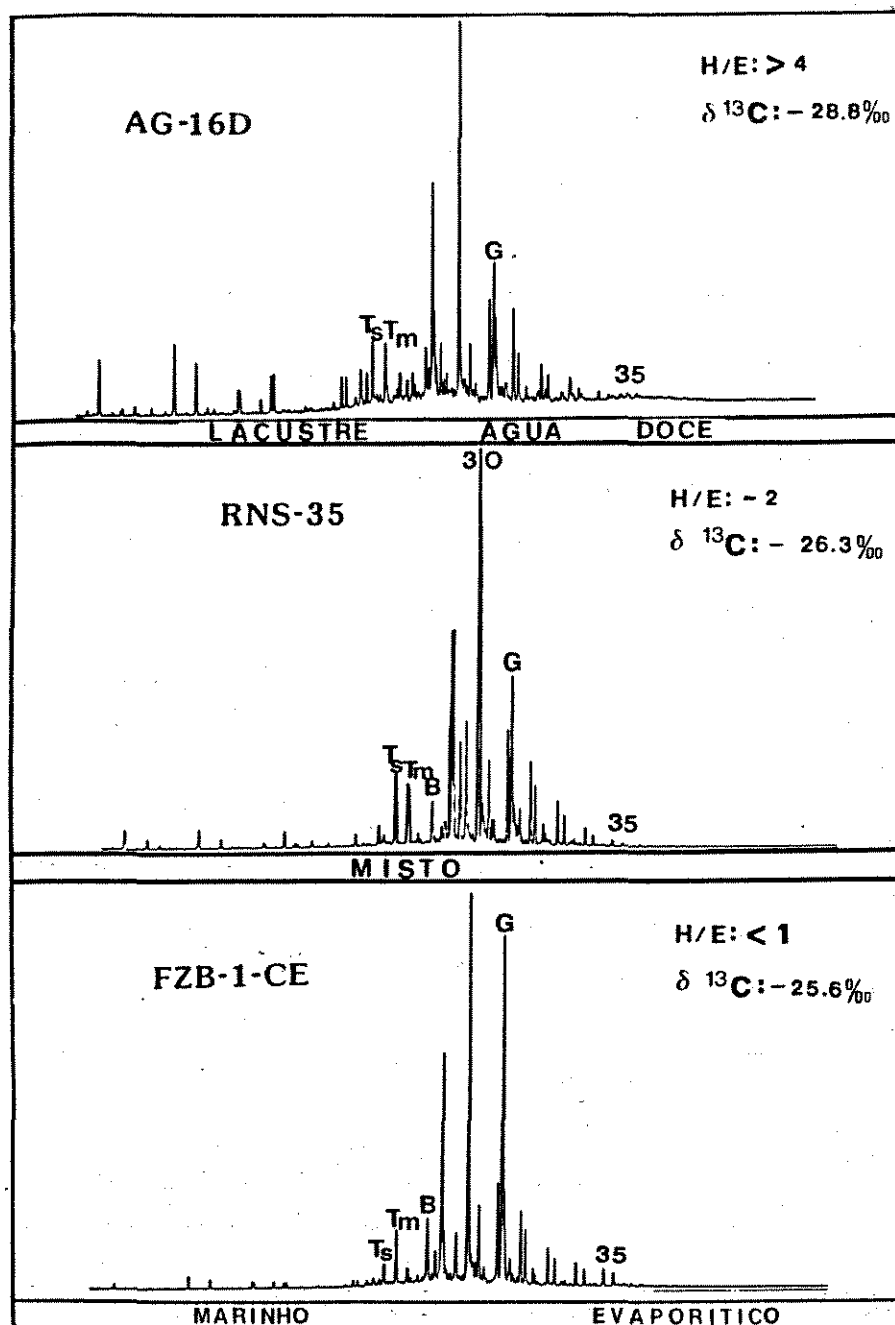


Figura 6.8 - Fragmentogramas dos terpanos das diferentes famílias de óleos da Bacia Potiguar(Santos Neto et alii,1989).

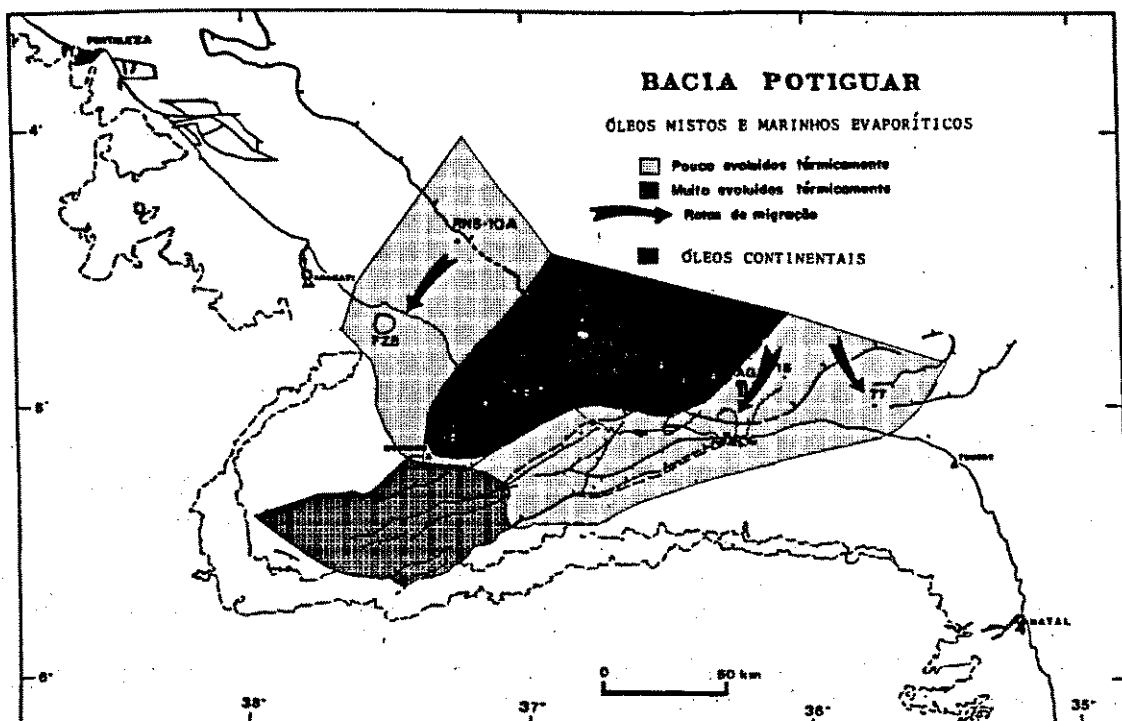


Figura 6.9 - Distribuição dos diferentes tipos de óleo da Bacia Potiguar (Santos Neto et alii, 1989).

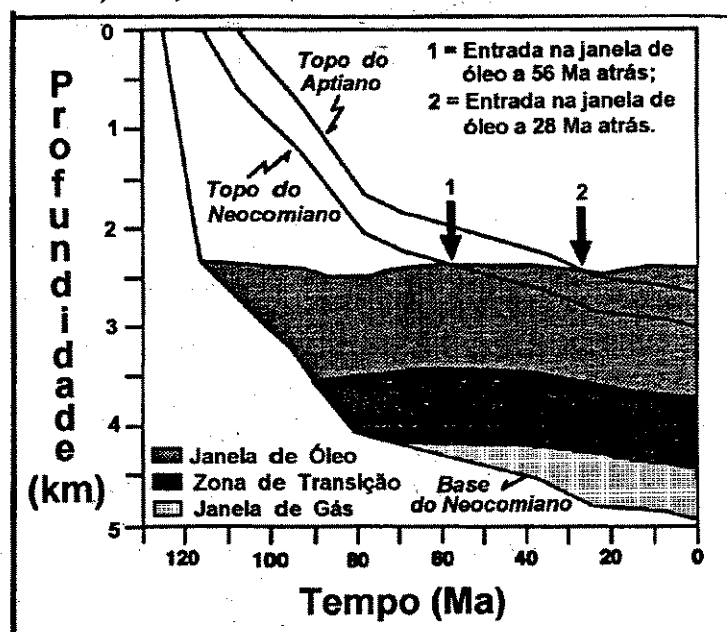


Figura 6.10 - Perfil de soterramento da porção submersa da Bacia Potiguar com indicação do pico de geração para a Formação Alagamar (Trindade, 1992).

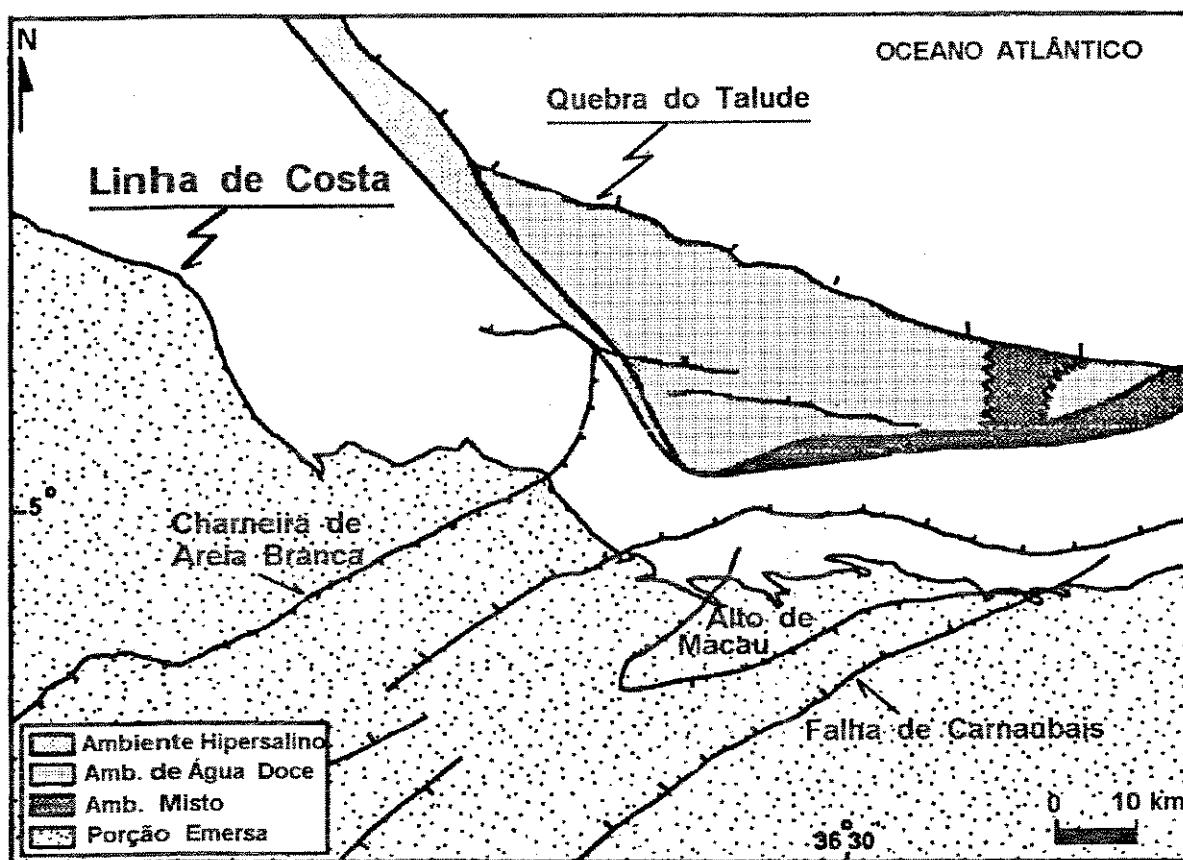


Figura 6.11 - Mapa de ocorrência das rochas geradoras maduras na porção submersa da Bacia Potiguar (Trindade,1992)

6.2.7 - Migração

Os óleos gerados na Formação Pendência foram armazenados preferencialmente em rochas reservatório desta própria unidade. Secundariamente estão acumulados em rochas do embasamento (Campo de Três Marias), da Formação Alagamar e nos

turbiditos cretáceos e terciários da Formação Ubarana (Campo de Agulha), além de acumulações restritas na Formação Açu (Fazenda Canaã e Divisa da Volta), conforme reportado por Lima Neto (1993).

Os óleos gerados na Formação Alagamar sofreram maior movimentação, estando na sua maioria acumulados na Formação Açu. Ocorrências na própria Formação Alagamar se restringem à porção submersa e faixa costeira. Consequentemente, o óleo gerado nesta unidade se deslocou por distâncias que alcançam um máximo de aproximadamente 100 km, até serem aprisionados. Estudos geoquímicos realizados por Rodrigues et alii(1983), Santos Neto et alii(1990) e Trindade(1992) evidenciam as condições de migração a longa distância.

A passagem dos fluídos das unidades geradoras para as unidades armazenadoras se deu através de falhas e superfícies erosivas (Souza et alii,1984; Lima Neto,1993). Estas últimas se constituindo em áreas de captação preferenciais devido à sua maior extensão superficial. No caso específico da Bacia Potiguar, as duas unidades geradoras estão truncadas por discordâncias erosivas de caráter regional.

Cabe ainda destacar os estudos realizados por Neves (1987), que analisa as condições de migração na Seqüência Eo-Cretácica da porção emersa da Bacia; Eiras (1991), que investiga os processos de migração e acumulação de hidrocarbonetos na Formação Açu; e Santos Neto et alii (1993), que analisam as condições de geração e migração no alinhamento de Carnaubais e Alto de Macau.

6.2.8 - Geotermia

Dentre os estudos de geotermia realizados na Bacia Potiguar destacam-se os seguintes trabalhos:

Costa(1982), que relaciona as variações de gradiente geotérmico com as litologias ocorrentes na parte emersa; Santos et alii.(1983), que estuda a movimentação de água subterrânea dos aquíferos rasos da Bacia a partir de registros pontuais de temperatura; e Souto Filho & Penna Filho(1983), que elaboram o mapa de gradiente geotérmico da bacia, incluindo as partes emersa e submersa, e investigam as relações entre as principais anomalias geotérmicas com as condições de geração e acumulação de hidrocarbonetos. Estes autores analisam ainda o controle das principais feições tectônicas e do fluxo hidrodinâmico na configuração das isotermas ao longo das unidades litoestratigráficas que compõem a bacia.

Souto Filho & Penna Filho(1984), definem gradientes geotérmicos variando entre 25° C/km e 64° C/km , com valor médio de 33° C/km. O mapa de temperatura do topo do Embasamento revela valores mínimos da ordem de 40° C, nas porções mais rasas, e máximos de aproximadamente 150° C, nas partes mais profundas

6.3 - SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO

6.3.1 - Definição do Modelo de Simulação

A simulação em escala de bacia foi realizada utilizando-se inicialmente malha grosseira, composta por células quadradas com 10 quilômetros de lado (figura 6.12). Posteriormente realizou-se a simulação empregando malha refinada, com células de tamanho variado (figura 6.13). Nos dois casos tomou-se o topo da Formação Açu como unidade de referência, sendo que na malha grosseira a simulação foi realizada utilizando-se apenas um *layer* com espessura constante de 200 metros. O objetivo

buscado nesta fase foi avaliar a capacidade do simulador de fluxo em reproduzir o fenômeno da migração secundária em escala regional. Já no caso da malha refinada, a simulação foi feita utilizando-se quatro *layers*, correspondentes às unidades de correlação da Formação Açu (figura 6.14), cujos mapas de isópacas estão apresentados nas figuras 6.15 a 6.18.

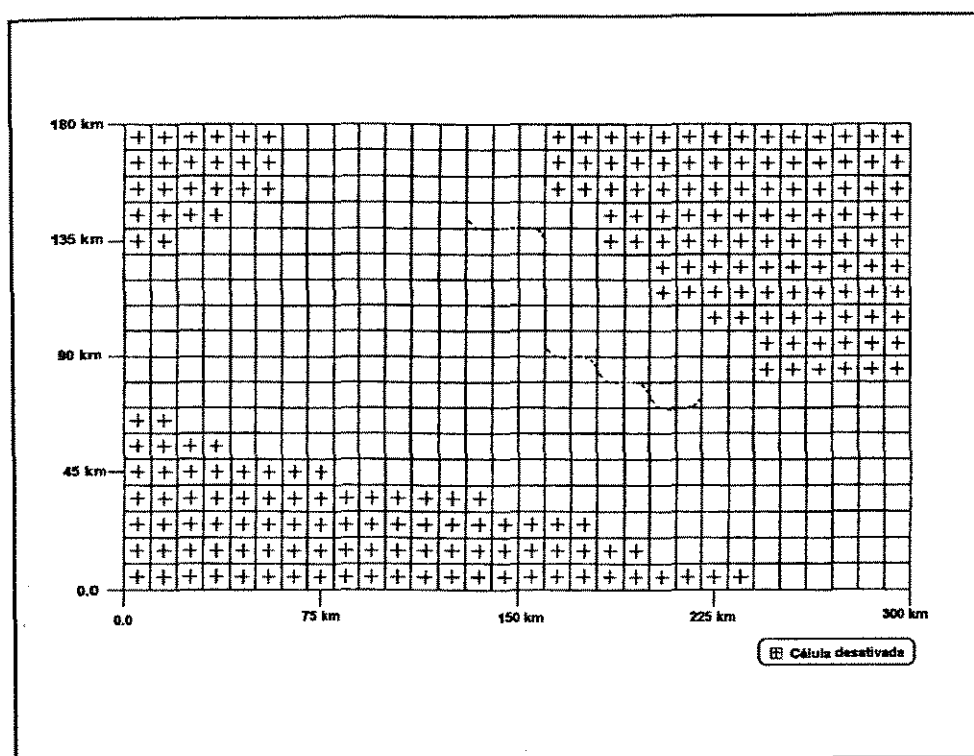


Figura 6.12 - Malha de simulação grosseira utilizada para a modelagem em escala de bacia (células de 10km x 10 km).

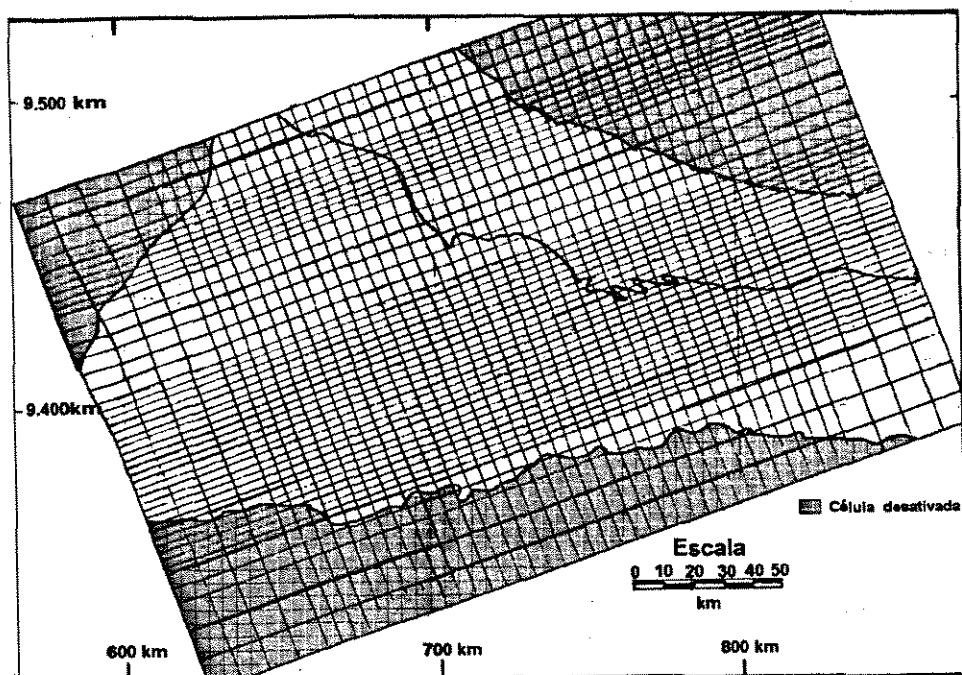


Figura 6.13 - Malha de simulação refinada utilizada para a modelagem em escala de bacia (células de tamanho variado).

IDADE	PERFIL RAIOS-GAMA (API)	PROF. (m)	UNIDADES
TUONIANO		200	FM JANDAÍRA CARBONÁTICA
		800	AÇU - 4 ESTUARINO
CENOMANIANO		800	AÇU - 3 FLUVIAL ENTRELACADO A MEANDRANTE
		1000	AÇU - 2 FLUVIAL ENTRELACADO A MEANDRANTE, COM AFINAMENTO GRANULOMÉTRICO ASCENDENTE
ALBIANO		1200	AÇU - 1 LEQUES ALUVIAIS
APTIANO			FM ALAGAMAR FLOVIO-LACUSTRINO
PRÉ-CAMBRIANO			EMBASAMENTO

Figura 6.14 - Unidades de Correlação definidas para a Formação Açú (Vasconcelos et alii, 1990).

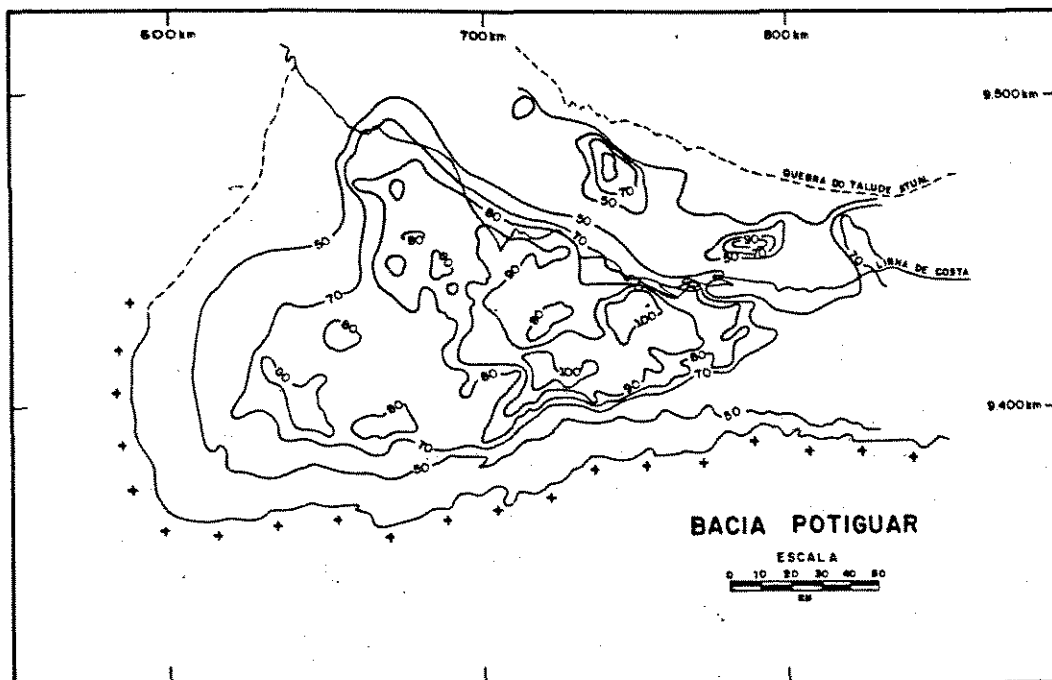


Figura 6.15 - Mapa de isópaca da unidade Açú IV (Vasconcelos et alii,1990).

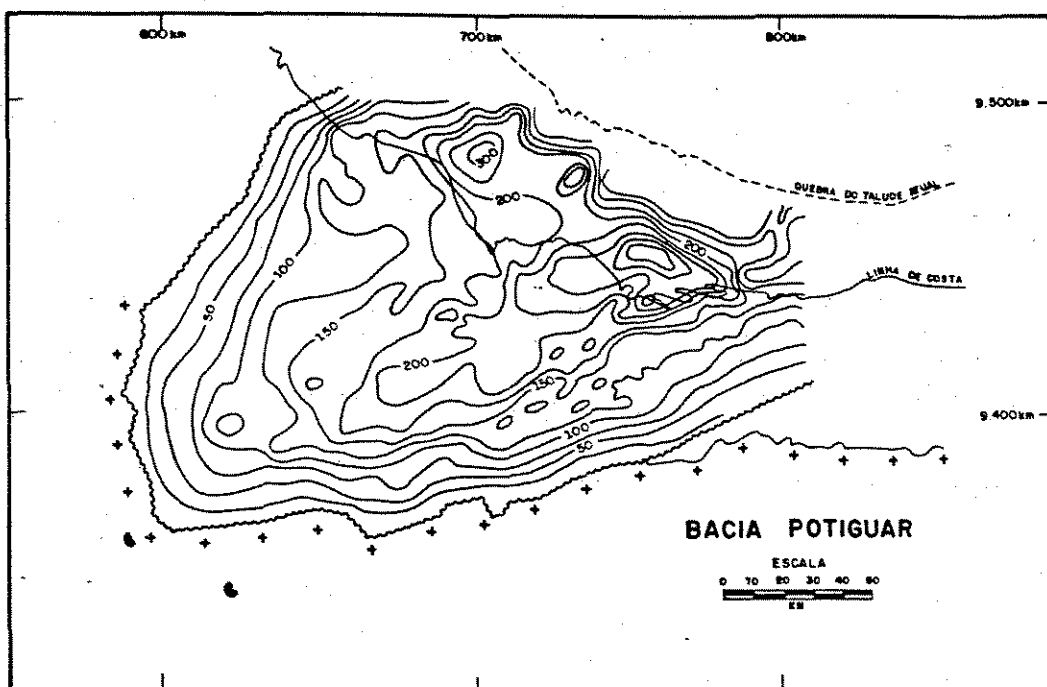


Figura 6.16 - Mapa de isópaca da unidade Açú III (Vasconcelos et alii,1990).

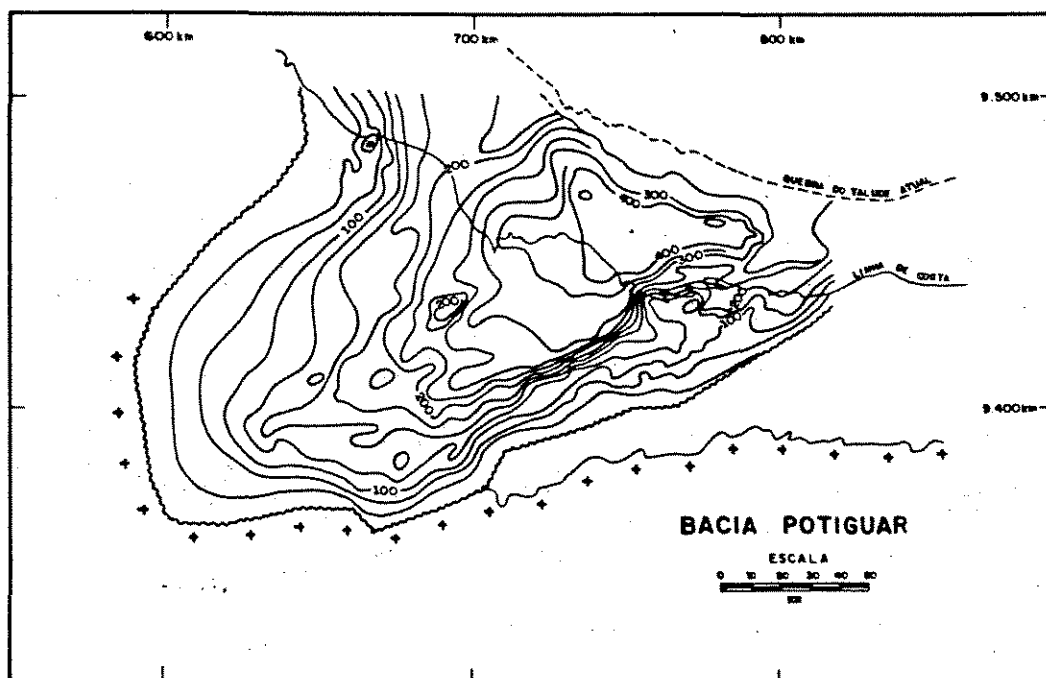


Figura 6.17 - Mapa de isópaca da unidade Açú II (Vasconcelos et alii,1990).

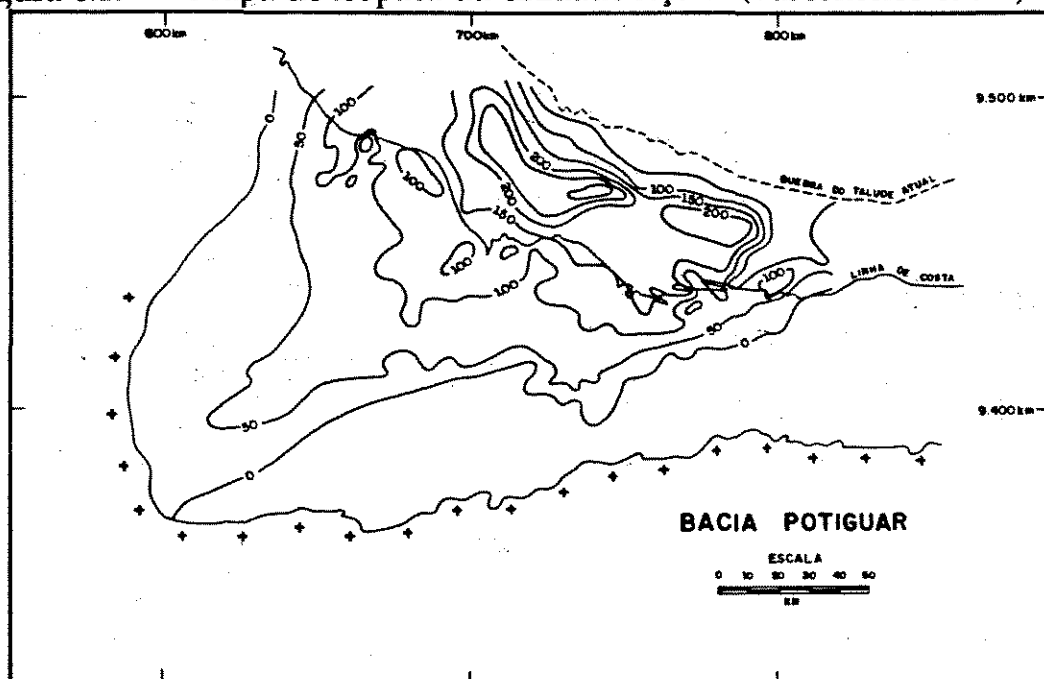


Figura 6.18 - Mapa de isópaca da unidade Açú I (Vasconcelos et alii,1990).

Adotou-se os seguintes valores de porosidades e permeabilidades médias para as quatro unidades modeladas (tabela 6.1):

UNIDADE	POROSIDADE (%)	PERMEABILIDADE (mD)
AÇU-I	21,0	1450,0
AÇU-II	23,0	1350,0
AÇU-III	21,0	750,0
AÇU-IV	29,0	1200,0

Tabela 6.1 - Porosidades e permeabilidades médias consideradas para as unidades da Formação Açu (Valores calculados a partir das médias definidas para as principais zonas produtoras nos campos da porção emersa da Bacia Potiguar).

As propriedades de fluidos, utilizadas na modelagem inicial, estão relacionadas na tabela 6.2, e se referem a valores médios obtidos para o Campo de Alto do Rodrigues.

PROPRIEDADE	VALOR
Densidade do óleo	0,904 g/cm ³
Densidade do gás	0,00065 g/cm ³
Densidade d água	1,000 g/cm ³
Compressibilidade do óleo (Co)	1,657 x 10 ⁻⁶
Fator Volume de Formação da água (Bwi)	1,0150
Compressibilidade da água (Cw)	5,2 x 10 ⁻⁷ @ 42,7 kg/cm ²
Pressão de Bolha (Pb)	1,200 kg/cm ²

Tabela 6.2 - Propriedades dos fluidos utilizadas como parâmetros de entrada para a simulação da migração secundária.

Os dados de permeabilidade relativa e pressão capilar são os mesmos utilizados na simulação em escala de campo (capítulo 5).

6.3.2 - A Dinâmica da Migração

A modelagem é iniciada considerando-se como área de entrada do óleo, a porção da Formação Açu situada sobre a região onde as rochas geradoras do Alagamar apresentam-se maduras (Plataforma Continental). Estabelecido este cenário inicial (figura 6.19a), onde um volume considerável de óleo preenche as rochas reservatório do Açu, situadas imediatamente acima da *cozinha de geração* da Bacia (Trindade,1992), passa-se a monitorar o avanço da frente de migração.

Os principais objetivos buscados com a modelagem são :

- ▶ Quantificar a taxa de deslocamento da frente de migração;
- ▶ Avaliar a forma de avanço da frente de migração, à medida em que o óleo se desloca em direção às bordas da bacia;
- ▶ Investigar os mecanismos de focalização do óleo, e conseqüentemente, a distribuição espacial das principais rotas de migração;
- ▶ Determinar o tempo de chegada do óleo nas áreas de armazenamento;
- ▶ Definir áreas preferenciais de escape do óleo para a superfície.

6.3.2.a - Condições Hidrostáticas

A seguir são apresentados os resultados obtidos para os dois modelos considerados: (A) Malha Grosseira ; e (B) Malha Refinada.

CASO 1 (Malha Grosseira : Células de tamanho regular (10km x 10km))

Os mapas de saturação de óleo, mostrados na figura 6.19, permitem observar que:

- Nos estágios iniciais da migração (figuras 6.19b a 6.19d), entre 10.000 anos e 100.000 anos, o óleo se restringe à porção submersa da bacia, com a frente de deslocamento ainda não apresentando evidências de focalização. Neste tempo, a frente se aproxima da região onde situa-se a linha de costa atual;

- No tempo correspondente a 500.000 anos (figura 6.19e) , já se observa que a migração toma caminhos preferenciais, destacando-se o desenvolvimento de três frentes de avanço. A primeira, se dirige para o flanco noroeste da Bacia (porção norte da Plataforma de Aracati), em direção à área onde situa-se o campo de Fazenda Belém. A segunda, se destaca como uma frente que avança sobre o alto de Mossoró (Charneira de Areia Branca), na porção central da Bacia. E a terceira, é capturada pelos narizes anticlinais alinhados no flanco sudeste da Bacia (*trend* de estruturas Estreito-Guamaré). As velocidades de avanço da frente de migração variam entre 5,0 cm/ano e 7,0 cm/ano;

- No tempo de 800.000 anos (figura 6.19f), os caminhos preferenciais de migração já estão claramente estabelecidos, com as frentes se adentrando por mais de 50 km na porção emersa da Bacia. No *trend* de Areia Branca, o óleo já alcança a região onde situa-se o campo de Canto do Amaro, enquanto que no *trend* de Carnaubais (Estreito-Guamaré) a frente de migração já ultrapassa a área de Fazenda Pocinho. Neste tempo, o óleo já inicia o processo de preenchimento no campo de Fazenda Belém. Observa-se uma redução na velocidade da frente de migração, que passa a se deslocar com taxas de 3,3 cm/ano a 5,3 cm/ano. Cabe observar o retardamento sofrido pela frente que avança sobre o *trend* de Carnaubais;

- Um milhão de anos após iniciada a migração (figura 6.19g), acumulações como as de Fazenda Belém, Canto do Amaro, Guamaré e Fazenda Pocinho, além das estruturas situadas no Alto de Macau, já estão em uma fase de preenchimento relativamente avançada;

- No período compreendido entre 1,0 Ma e 2,0 Ma, a frente de migração se desloca com velocidade inferior a 1,0 cm/ano, no *trend* de Areia Branca e Área de Fazenda Belém, enquanto que no *trend* de Carnaubais a velocidade média de deslocamento é da ordem de 3,0 cm/ano. Observa-se, ao final de 2,0 Ma (figura 6.19h), que a capacidade de armazenamento das armadilhas nas áreas de Fazenda Belém e Alto de Mossoró foram ultrapassadas, e que o excesso de óleo nessas áreas originam o desenvolvimento de frentes secundárias de migração. No primeiro caso, o óleo excedente se desloca para a área de afloramento da Formação Açu, enquanto que no segundo, o óleo avança para noroeste, sobre a Plataforma de Aracati;

- No tempo referente a 3,0 Ma, o preenchimento das armadilhas situadas no *trend* de Carnaubais é completado, com o óleo alcançando a área onde localizam-se as acumulações de Estreito e São Pedro, em cotas estruturais relativamente baixas (-150 m). Neste tempo, verifica-se claramente a existência de três sítios preferenciais para a acumulação de hidrocarbonetos. São eles: (A) Área de Fazenda Belém; (B) *Trend* de Areia Branca (entre Mossoró e Redonda); e (C) *Trend* de Carnaubais;

- Cabe observar que toda a região costeira, entre Aracati (a Oeste) e São Bento do Norte (a Leste), foi *varrida* pela ampla frente de migração que avançou da porção submersa da Bacia para as áreas estruturalmente mais elevadas da Formação Açu.

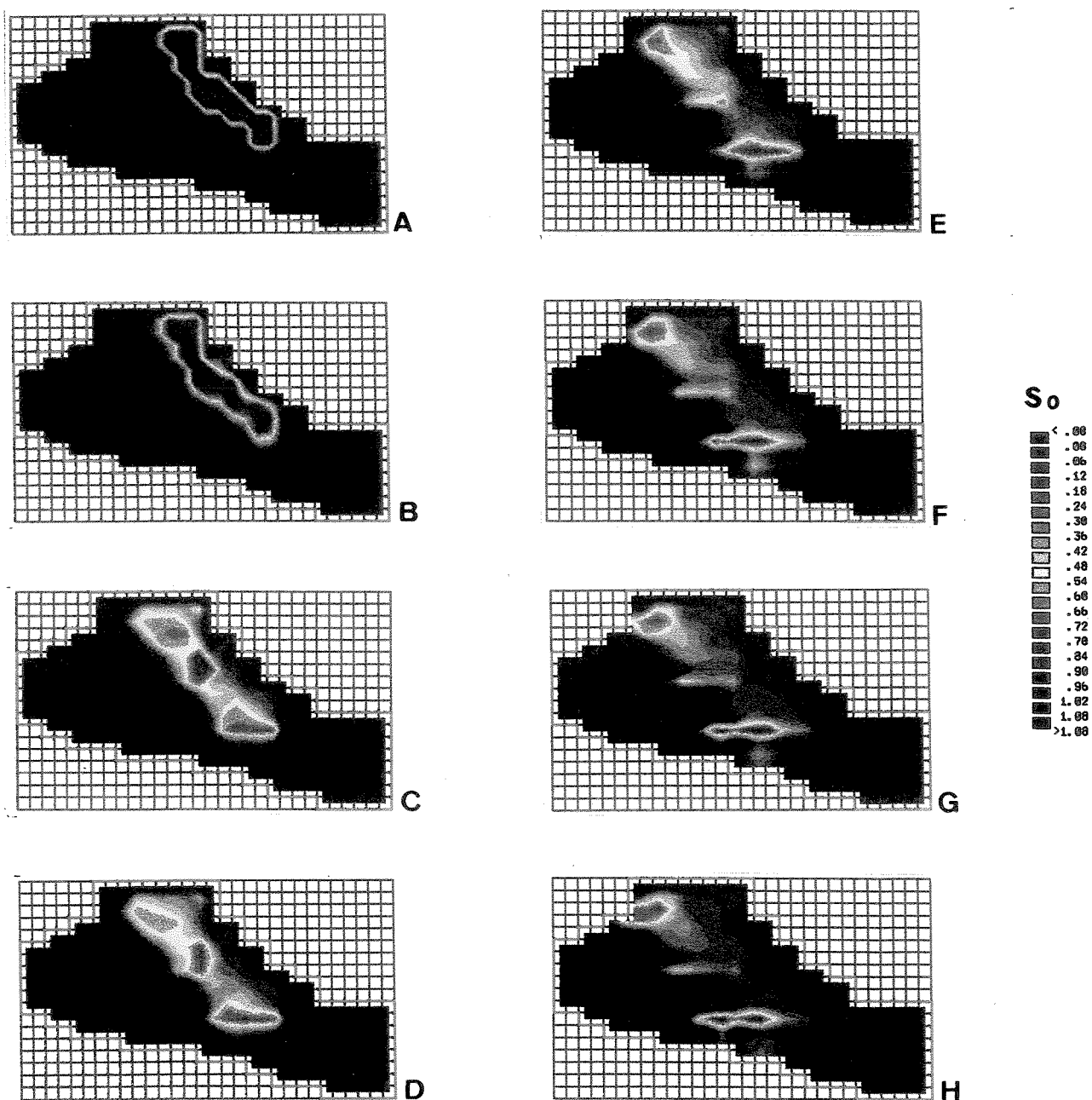


Figura 6.19 - Mapas de Saturação de Óleo para diferentes tempos, mostrando a dinâmica do processo de migração secundária na Formação Açú, Bacia Potiguar. (a) Condição Inicial ; (b) Tempo = 10.000 anos ; (c) Tempo = 50.000 anos; (d) Tempo = 100.000 anos ; (e) Tempo = 500.000 anos ; (f) Tempo=800.000 anos; (g) Tempo = 1,0 Ma ; (h) Tempo = 2,0 Ma.

CASO 2 (Malha Refinada : Células de tamanho variado)

Este modelamento é realizado, assumindo-se as condições iniciais apresentadas nas figuras 6.20 (Açu 1) e 6.21 (Açu 2), onde as áreas com elevada saturação de óleo correspondem às regiões de entrada de óleo, situadas sobre a *cozinha de geração*. Neste tempo, considerado como instante zero para efeito de monitoramento da frente de migração, as unidades Açu 3 e Açu 4 encontram-se completamente saturadas por água.

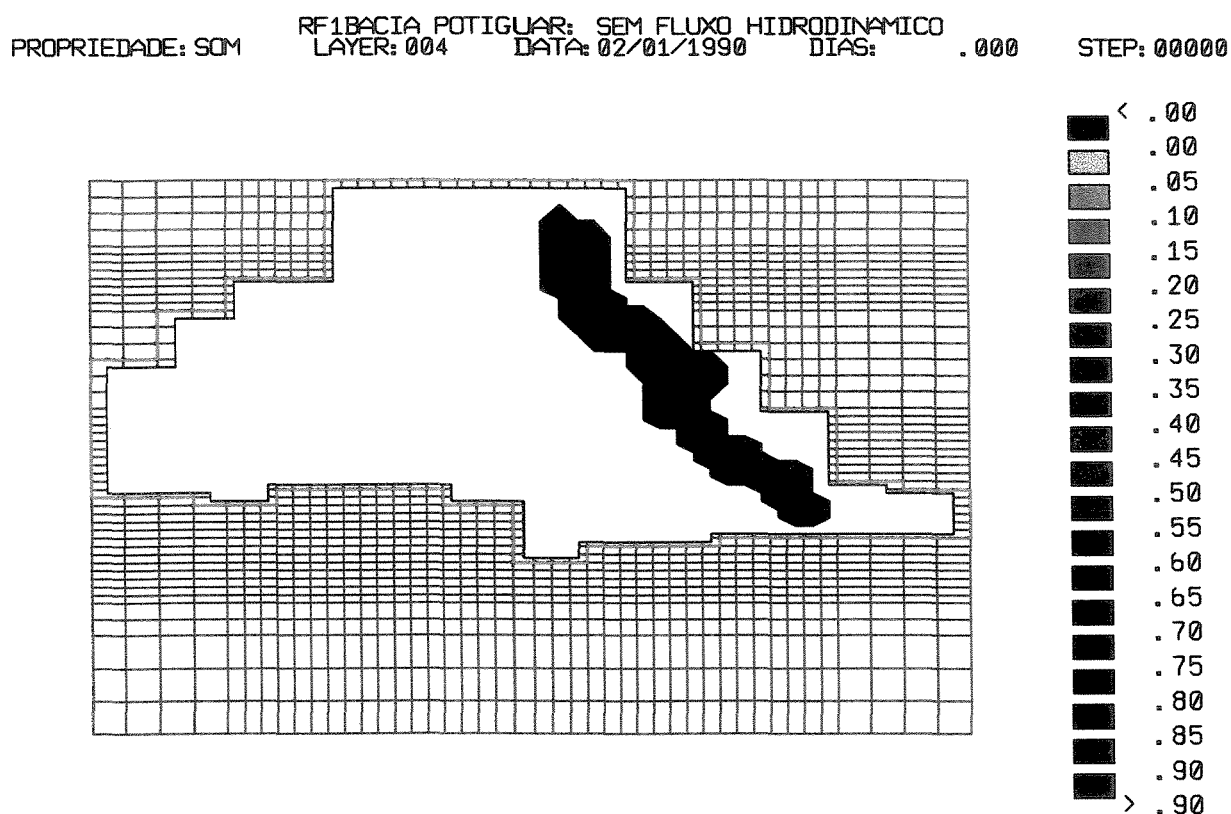


Figura 6.20 - Mapa de Saturação de óleo no tempo zero para a unidade Açu 1 (layer 4).

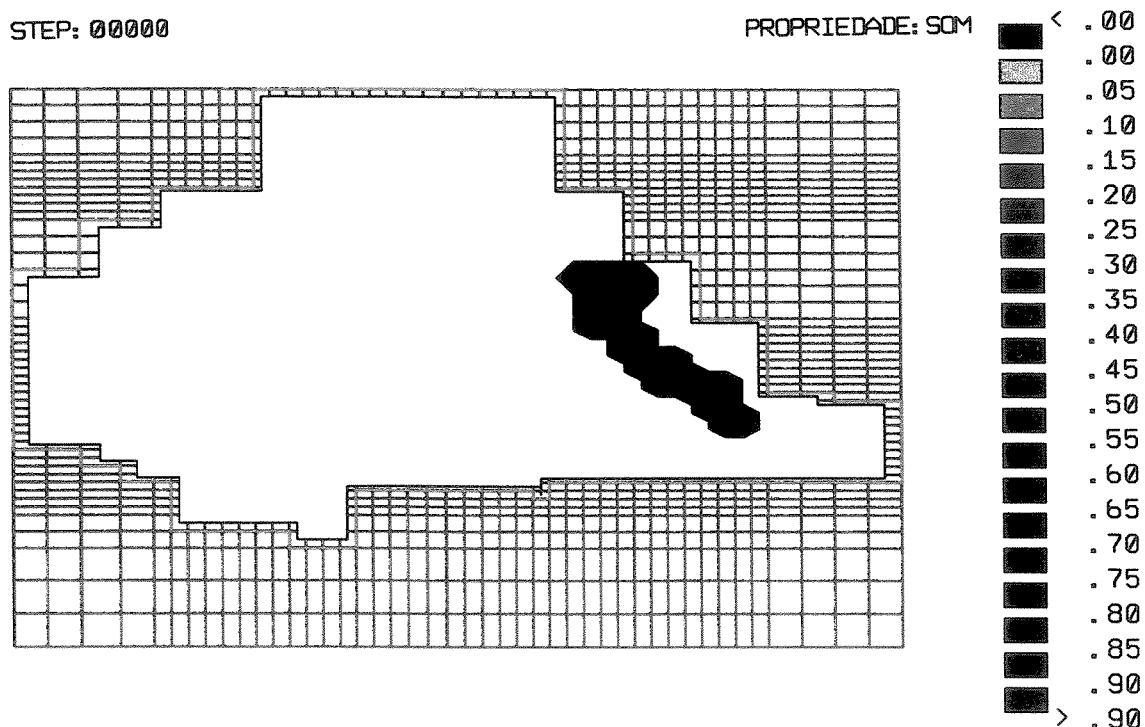


Figura 6.21 - Mapa de saturação de óleo no tempo zero para a unidade Açu 2 (layer 3)

O exame dos mapas de saturação de óleo, construídos para as unidades Açu 3 (layer 1) e Açu 4 (layer 2), acompanhados das seções longitudinais aos alinhamentos de Areia Branca e Carnaubais, apresentados nas figuras 6.22 a 6.25, permite concluir que:

- O primeiro estágio da migração corresponde a um período onde predomina o fenômeno de segregação gravitacional (migração vertical), no qual o óleo se concentra no topo da unidade Açu 3, uma vez que a base do Açu 4 corresponde a uma seção capeadora, eminentemente argilosa, apresentando boa continuidade lateral (figura 6.22).

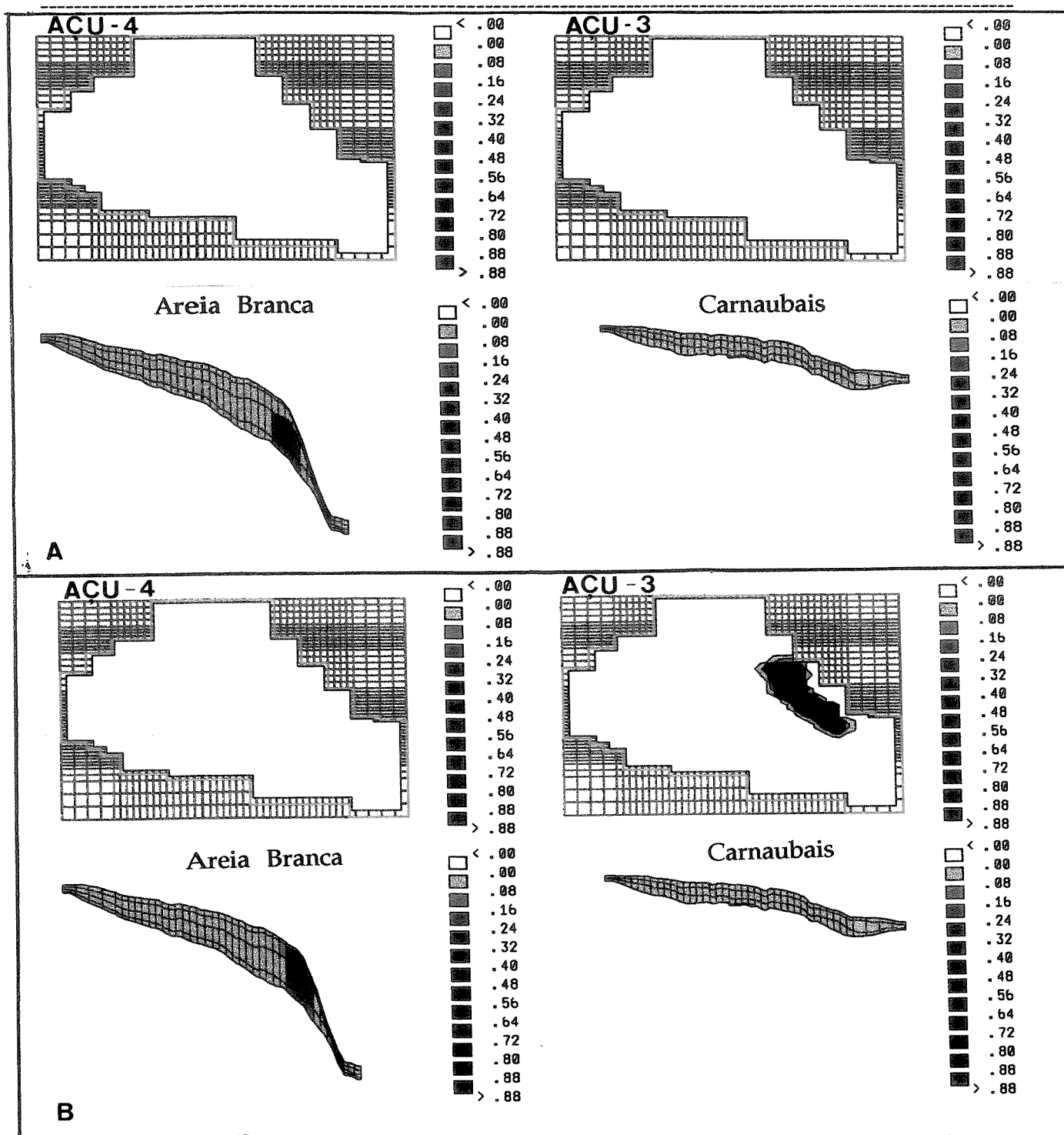


Figura 6.22 - Mapas de saturação de óleo para as unidades Açú 4 e Açú 3, acompanhadas de seções estruturais construídas sobre os trends de Areia Branca e Carnaubais. (a) Tempo = zero; (b) Tempo = 5.000 anos.

- A migração lateral se mostra mais evidente a partir de 100.000 anos (figura 6.23a), quando se observa uma expansão da área ocupada pelo óleo na unidade Açú 3. Neste tempo, a frente de migração já alcança o Alto de Macau, onde são encontradas condições de entrada de óleo no Açú 4. Inicia-se também o preenchimento do *trend* de Carnaubais. No alinhamento de Areia Branca, o óleo avança em direção ao continente, se aproximando da área onde se encontra atualmente a linha de costa.

- No tempo 500.000 anos (figura 6.23b), são calculadas velocidades de deslocamento da ordem de 5,0 cm/ano, e as frentes de migração já se mostram fortemente controladas pelos altos estruturais que definem os alinhamentos de Areia Branca e Carnaubais. Neste último, a frente de migração alcança a região de Fazenda Pocinho. As áreas de ocorrência de óleo no Açú 4 se ampliam.

- No tempo 800.000 anos (figura 6.24a), a frente de migração já alcança os limites da acumulação de Canto do Amaro, no alinhamento de Areia Branca, e se aproxima da área de Alto do Rodrigues, no *trend* de Carnaubais.

- No tempo 2,0 Ma, a frente de migração alcança a área de Estreito, no *trend* de Carnaubais, enquanto que na porção noroeste verifica-se que a migração avança sobre a plataforma de Aracati (figura 6.24b). Observa-se a ocorrência de zonas de escape de óleo nos flancos sul e sudeste do *trend* de Carnaubais.

- Entre dois e três milhões de anos, verifica-se que as taxas de deslocamento da frente de migração já são bastantes reduzidas. A partir desse período passa a predominar o processo de concentração do óleo nas áreas de aprisionamento, como demonstram os mapas elaborados para os tempos 3,0 Ma. e 10,0 Ma. (fig. 6.25a e 6.25b).

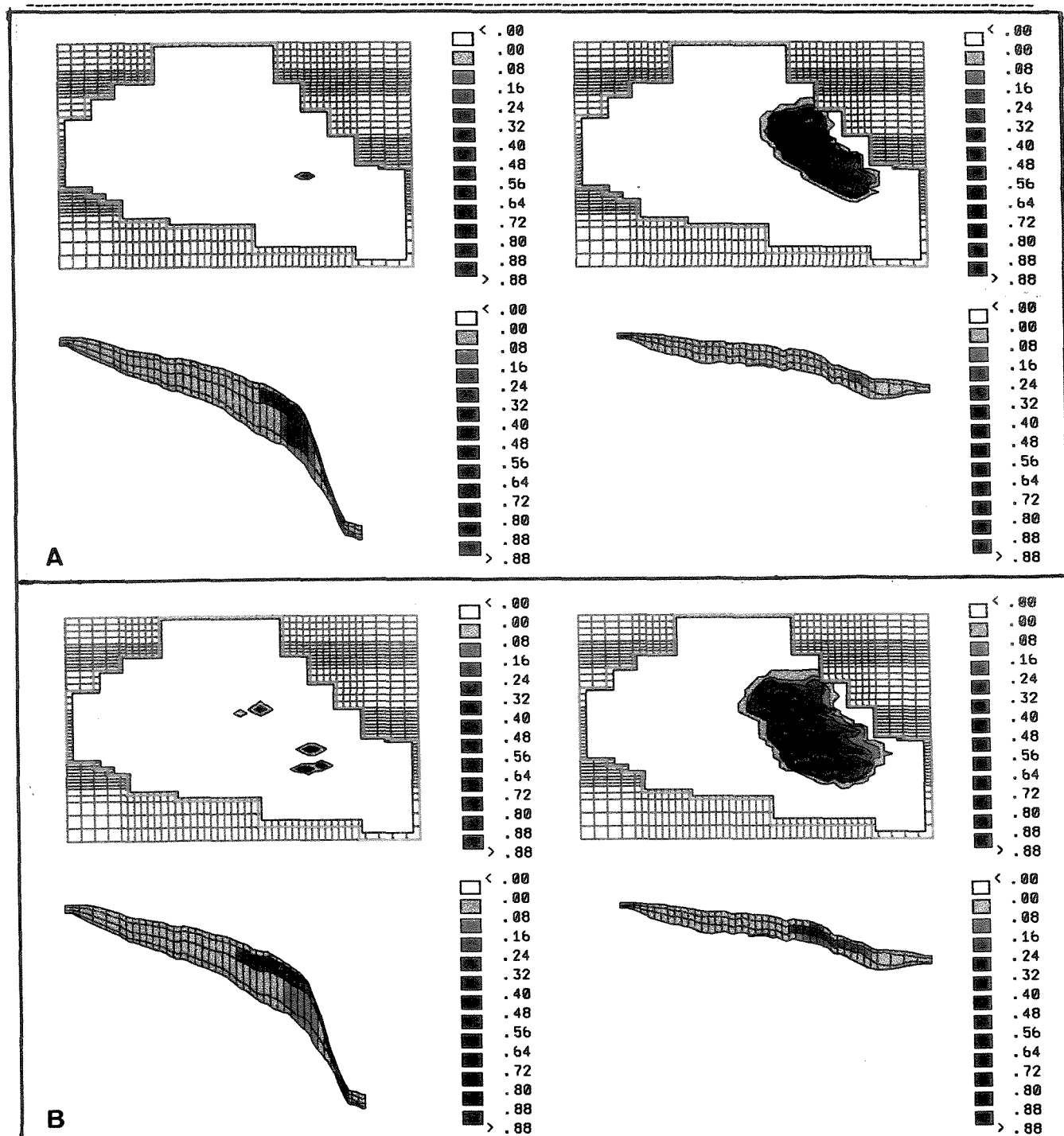


Figura 6.23 - Mapas de saturação de óleo para as unidades Açu 4 e Açu 3, acompanhadas de seções estruturais construídas sobre os *trends* de Areia Branca e Carnaubais. (a) Tempo = 100.000 anos; (b) Tempo = 500.000 anos.

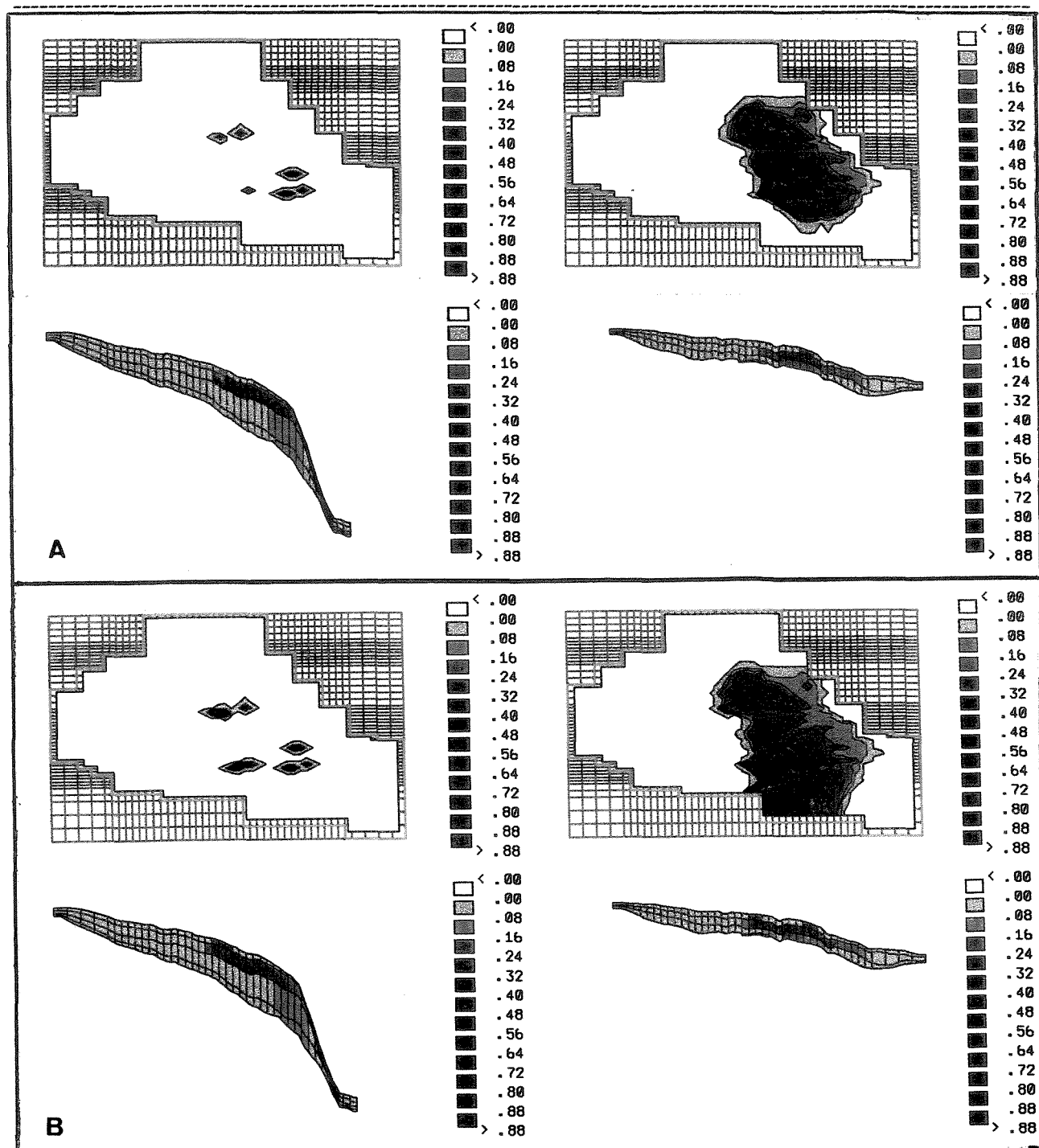


Figura 6.24 - Mapas de saturação de óleo para as unidades Açú 4 e Açú 3, acompanhadas de seções estruturais construídas sobre os *trends* de Areia Branca e Carnaubais. (a) Tempo = 800.000 anos ; (b) Tempo = 2,0 Ma.

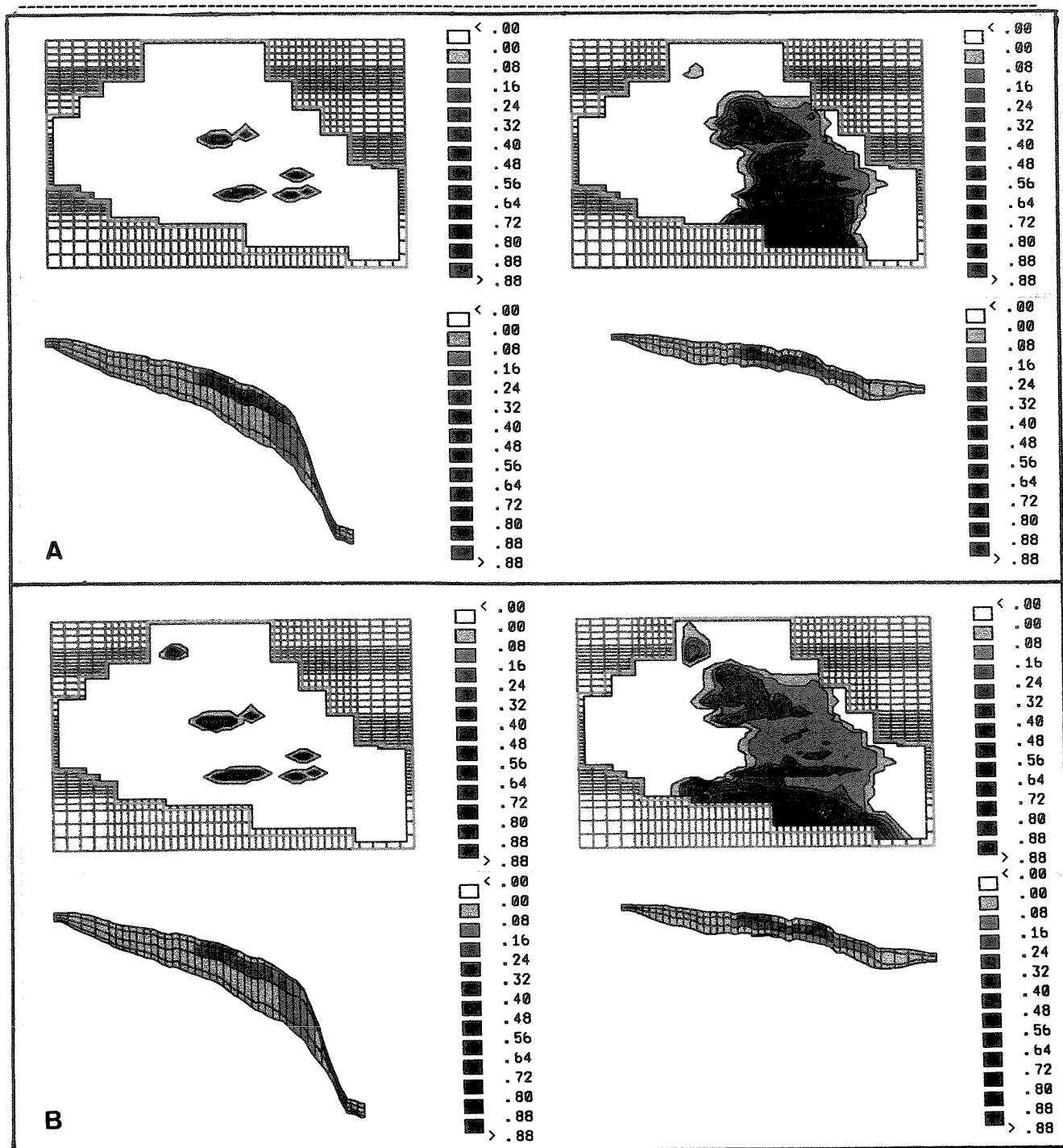


Figura 6.25 - Mapas de saturação de óleo para as unidades Açú 4 e Açú 3, acompanhadas de seções estruturais construídas sobre os *trends* de Areia Branca e Carnaubais. (a) Tempo = 3,0 Ma.; (b) Tempo = 10,0 Ma.

As condições de avanço da frente de migração nas unidades Açu 1 e Açu 2 são mostradas nos mapas das figuras 6.25 e 6.26.

Observa-se que para a unidade Açu 1, a migração se desenvolve preferencialmente em direção à borda noroeste da bacia (área de Fazenda Belém), através de duas frentes de avanço. A primeira, se desloca de leste para oeste, no extremo norte da área investigada. A segunda, se movimenta de sudeste para noroeste, deslocando-se sobre a Plataforma de Aracati (figura 6.25a). Cabe ressaltar que a condição necessária para este tipo de comportamento é que ocorra, nesta porção da bacia, condições de restrição ao deslocamento vertical do óleo, que impessam a passagem deste para as unidades superiores da Formação Açu (Açu 3 e Açu 4).

Para a unidade Açu 2, verifica-se que a entrada do óleo se dá de forma focalizada. Na plataforma de Aracati, a alimentação ocorre através do Açu 1, fato que não se observa no Alto de Macau e *trend* de Carnaubais. Nestas duas áreas, o óleo que alcança o Açu 2 provem da unidade que o recobre (Açu 3). Esta movimentação descendente de óleo se dá particularmente naqueles pontos onde ocorre uma comunicação vertical eficiente entre as duas unidades, associada a concentrações localizadas de óleo, particularmente nos ápices estruturais.

Os mapas de saturação de óleo também demonstram que a frente de migração ocupa uma área restrita nas unidades Açu 1 e Açu 2, quando comparada ao Açu 3, particularmente na porção emersa da Bacia.

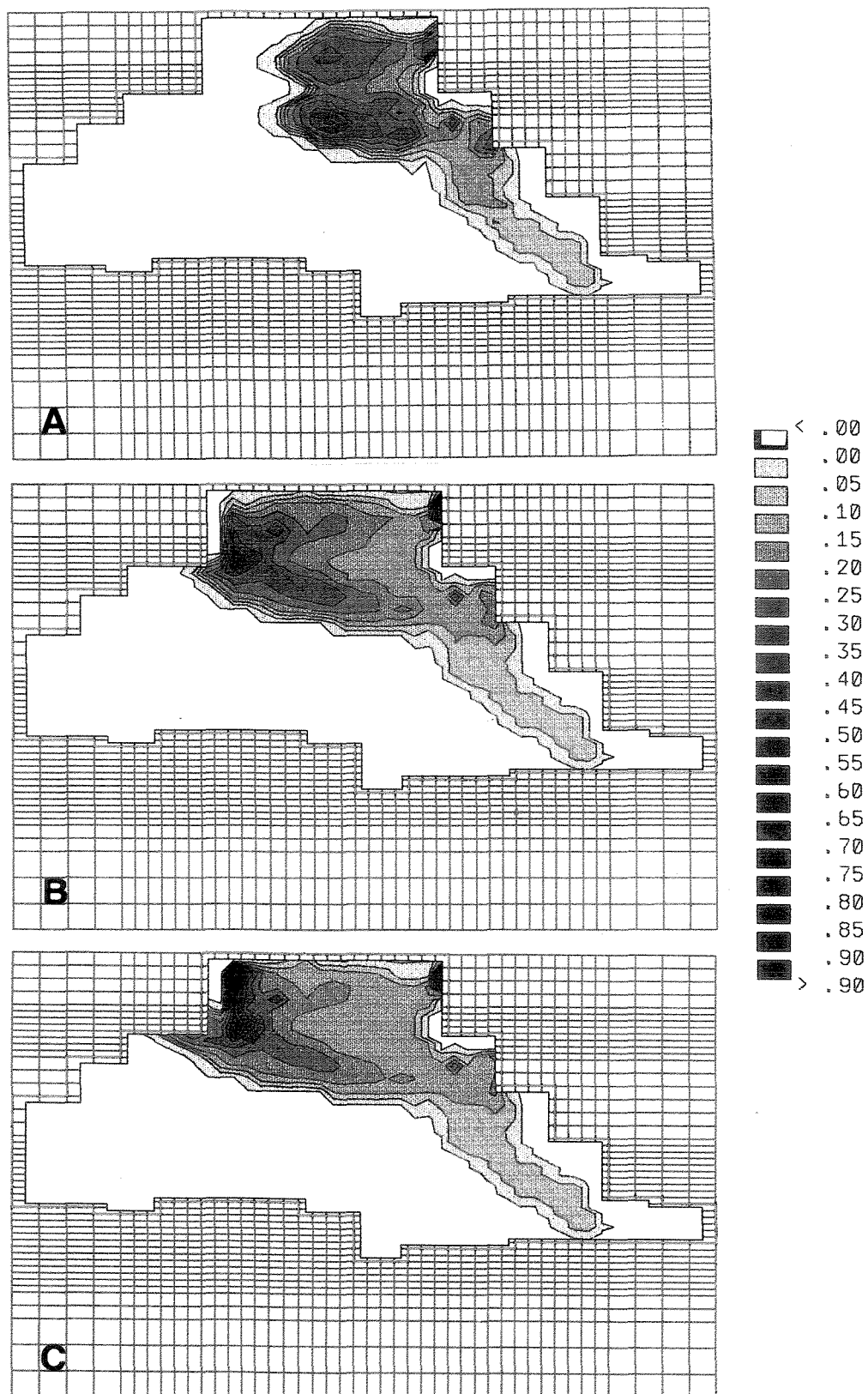


Figura 6.25 - Evolução da frente de migração na unidade Açú 1.
(A) 1,0 Ma; (B) 5,0 Ma; e (C) 10,0 Ma.

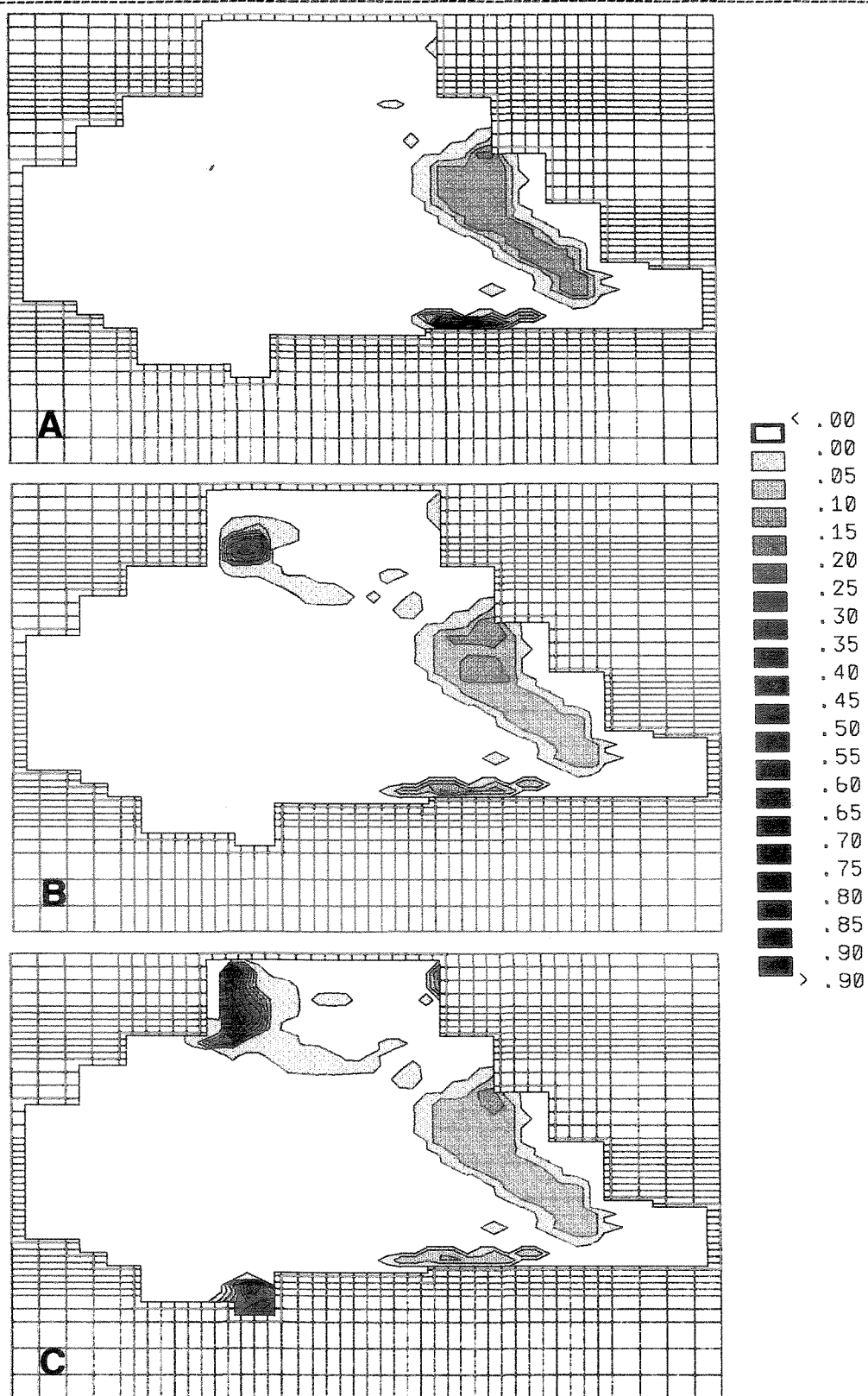


Figura 6.26 - Evolução da frente de migração para a unidade Açú 2
(A) 1,0 Ma; (B) 5,0 Ma; e (C) 10,0 Ma.

6.3.2.b - Condições Hidrodinâmicas

Visando avaliar o impacto do fluxo hidrodinâmico na distribuição do óleo em subsuperfície, foi elaborado inicialmente um modelo bi-dimensional, representando uma seção geológica cortando transversalmente uma área favorável ao aprisionamento de hidrocarbonetos (figura 6.27a). Neste modelo, a entrada do óleo se dá pelo flanco leste da seção, que apresenta uma inclinação da ordem de 2°.

Duas situações foram modeladas. O **Caso 1** representa uma situação na qual o regime hidrodinâmico se implanta após o aprisionamento do óleo, que migrou em condições hidrostáticas. E o **Caso 2**, reconstitui uma situação onde a migração secundária se processa sob condições hidrodinâmicas desde seus estágios iniciais.

A tabela 6.3 resume as propriedades de rocha e fluido utilizadas como parâmetros de entrada para a simulação.

PROPRIEDADE	VALOR
Porosidade	27,00 %
Permeabilidade horizontal (Ki)	2000,00 mD
Permeabilidade vertical (Kk)	1000,00 mD
Densidade do óleo	0,916 g/cm ³
Densidade da água	1,00 g/cm ³
Viscosidade do óleo	28,00 cP
Viscosidade da água	1,00 cP
Fluxo de água ao longo da seção	120,00 m ³ /dia

Tabela 6.3 - Propriedades de rocha e fluido utilizadas na simulação de fluxo.

Caso 1 (Fluxo hidrodinâmico após o aprisionamento do óleo na trapa)

Partindo da condição inicial mostrada na figura 6.28a, observa-se que a primeira etapa do processo de migração corresponde à segregação gravitacional do óleo, governada pelas diferenças de densidade entre as duas fase presentes (óleo e água), até alcançar o topo da seção carreadora (figura 6.28c). O estágio seguinte se constitui na fase de migração lateral, quando se verifica que o óleo se desloca ocupando apenas as porções superiores do flanco da estrutura (figuras 6.28d e 6.28e). A fase de acumulação inicia-se no tempo correspondente a 1.000 anos (figura 6.28f) vindo a se concluir no tempo 10.000 anos após o início da migração (figura 6.28g). Neste tempo implanta-se um regime de fluxo orientado de oeste para leste. Esta alteração nas condições de movimentação da água na seção reservatório, resulta numa re-distribuição do óleo na área de acumulação. O reflexo mais marcante desta alteração no regime de fluxo da área é a inclinação do contato óleo-água, que passa a mergulhar para leste. Esta mudança no contato também resulta numa ampliação na área da acumulação, uma vez que o óleo aprisionado passa a ocupar uma parte significativa do flanco da estrutura.

Caso 2 (Migração sob condições hidrodinâmicas)

A condição inicial é a mesma do Caso 1, em termos de posicionamento da massa de óleo encontrada originalmente na porção leste da seção investigada (figura 6.29a). Repete-se o fenômeno da migração vertical nas etapas iniciais do processo de movimentação do óleo (figura 6.29b). Observa-se na etapa de migração lateral uma redução na velocidade de deslocamento da frente, como resposta às condições hidrodinâmicas presentes. Este retardo na migração é verificado quando são comparados os perfis de saturação de óleo para os tempos 500, 600 e 1000 anos (figuras 6.29c, 6.29d e 6.29e) obtidos no presente caso, com aqueles definidos para o caso 1 (figuras 6.28c, 6.28d e 6.28e).

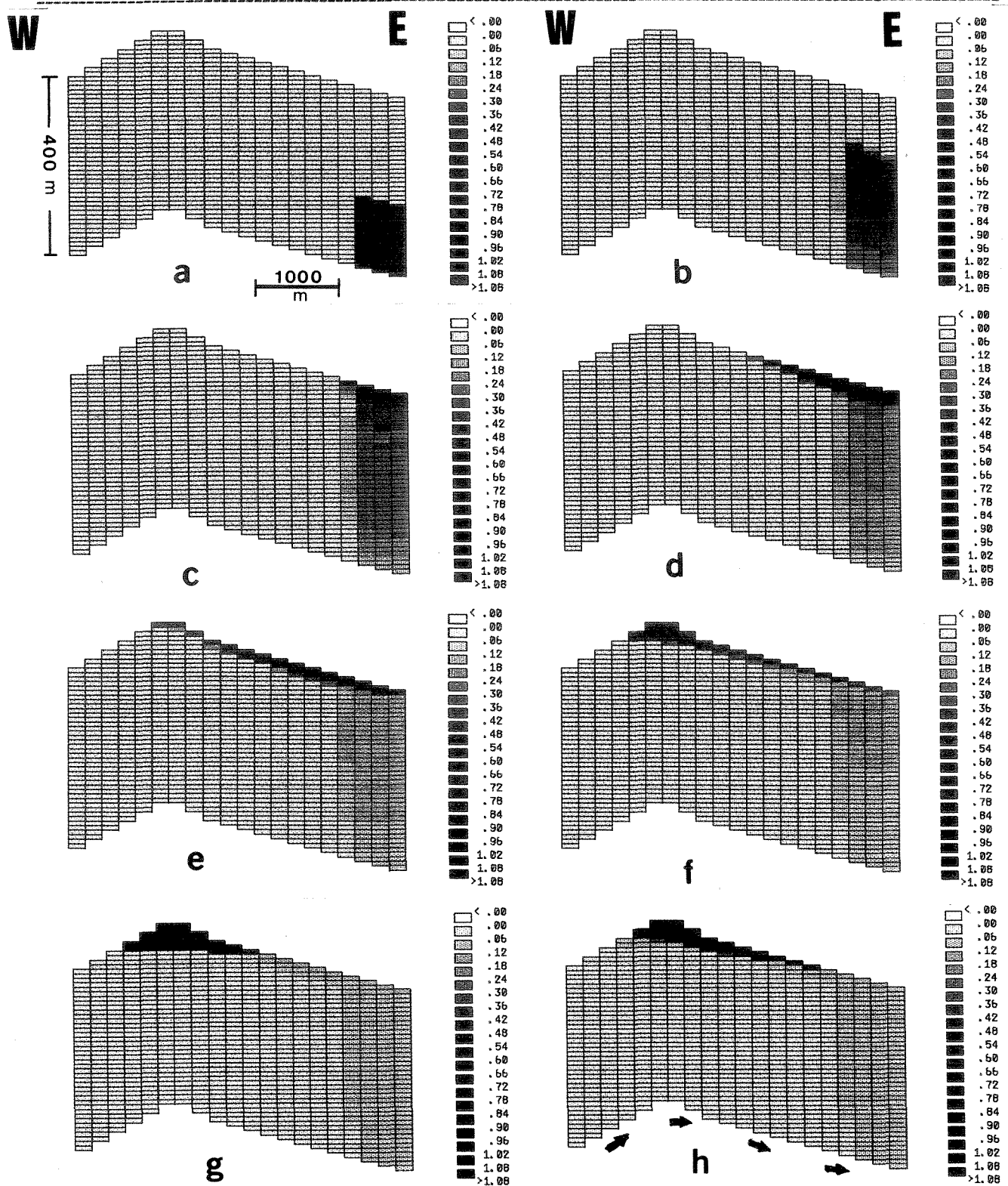


Figura 6.27 - Perfis de saturação de óleo obtidos para o caso 1 (migração em condições hidrostáticas até o preenchimento da acumulação). (a) condição inicial; (b) $t = 100$ anos; (c) $t = 500$ anos; (d) $t = 600$ anos; (e) $t = 1000$ anos; (f) $t = 5000$ anos; (g) $t = 10.000$ anos; (h) $t = 50.000$ anos.

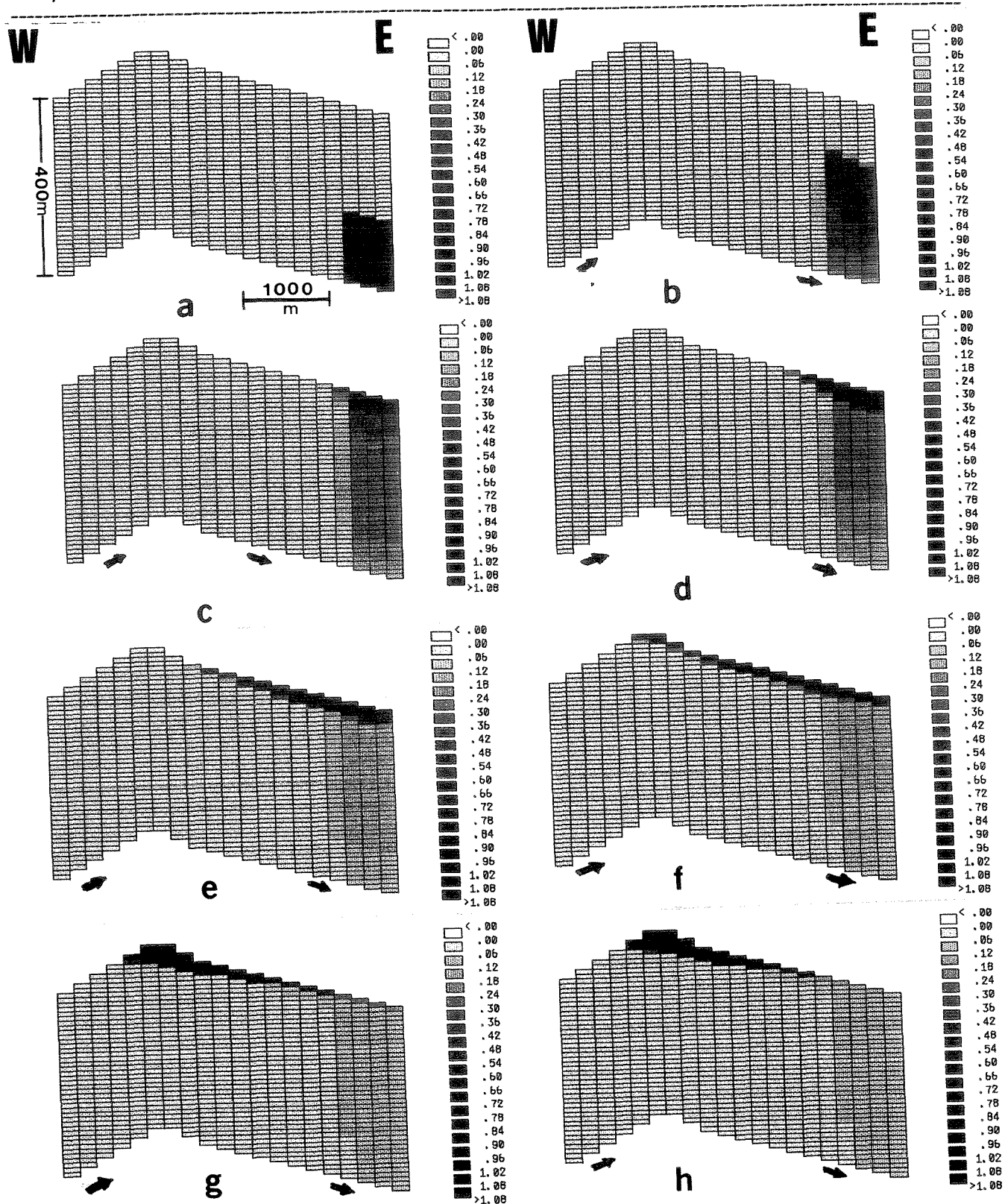


Figura 6.28 - Perfis de saturação de óleo obtidos para o caso 2 (migração em condições hidrodinâmicas). (a) condição inicial; (b) $t = 100$ anos; (c) $t = 500$ anos; (d) $t = 600$ anos; (e) $t = 1000$ anos; (f) $t = 5000$ anos; (g) $t = 10.000$ anos; (h) $t = 50.000$ anos.

Caso 3 (Simulação em escala de bacia)

Os objetivos buscados nesta etapa foram : (a) Avaliar a capacidade do simulador em reproduzir condições hidrodinâmicas de uma bacia; e (b) Analisar o impacto do fluxo d'água na velocidade de deslocamento da frente de migração.

Utilizou-se a malha empregada para a simulação em condições hidrostática, constituída por células de tamanho variado (figura 6.13).

As condições hidrodinâmicas da bacia foram reproduzidas com auxílio de poços fictícios posicionados nas áreas de afloramento da Formação Açu (39 poços injetores de água), constituindo a área de recarga do aquífero; e nas proximidades da quebra do talude, na plataforma continental, considerada pelos mapeamentos hidrogeológicos realizados na bacia como sendo a área de descarga do aquífero Açu (27 poços produtores). Estes poços foram distribuídos em intervalos regulares de 20 km.

Os volumes de água injetados correspondem à recarga anual calculada para o aquífero Açu (IPT,1980), totalizando 16 milhões de metros cúbicos anuais. Não foram considerados os efeitos de drenança vertical para a Formação Jandaíra, reportados no balanço hídrico realizado pelo IPT (op.cit.).

Resultados Obtidos

A modelagem em condições hidrodinâmicas apresentou um elevado custo computacional, inviabilizando a utilização de tempos totais acima de um milhão de anos. Esta redução na performance do simulador se deve ao fato de se necessitar reduzir consideravelmente o tamanho dos passos de tempo (*timesteps*) para atender aos parâmetros de controle do programa, que definem a qualidade dos resultados obtidos

(balanço de massa, variações máximas de pressão e saturação nas células). O consumo de tempo de CPU, para cada rodada de 1,0 Ma, sofreu um acréscimo da ordem de 15 vezes.

Com base nos mapas de saturação de óleo apresentados na figura 6.30, pode-se concluir que:

- A frente de migração reduz sua velocidade de avanço, como demonstram os mapas obtidos para os tempos 500.000 anos (figura 6.30a) e 1,0 Ma (figura 6.30b);

- A movimentação de água em subsuperfície dispersa a frente de migração, aumentando a área ocupada pelo óleo na porção submersa da bacia;

- A migração se processa com maior velocidade no *trend* de Carnaubais do que no alinhamento de Areia Branca. Isto fica evidente no mapa correspondente a 1,0 Ma, onde se observa que a frente de migração avançou relativamente pouco sobre os narizes anticlinais da porção central da bacia;

- As condições de escape do óleo para as áreas de afloramento, a sul do *trend* de Carnaubais, foram reduzidas. Este fato evidencia o efeito da movimentação da água, que se dá em sentido contrário ao do óleo, como agente de preservação das regiões favoráveis ao aprisionamento de hidrocarbonetos que não apresentem fechamento estrutural acentuado.

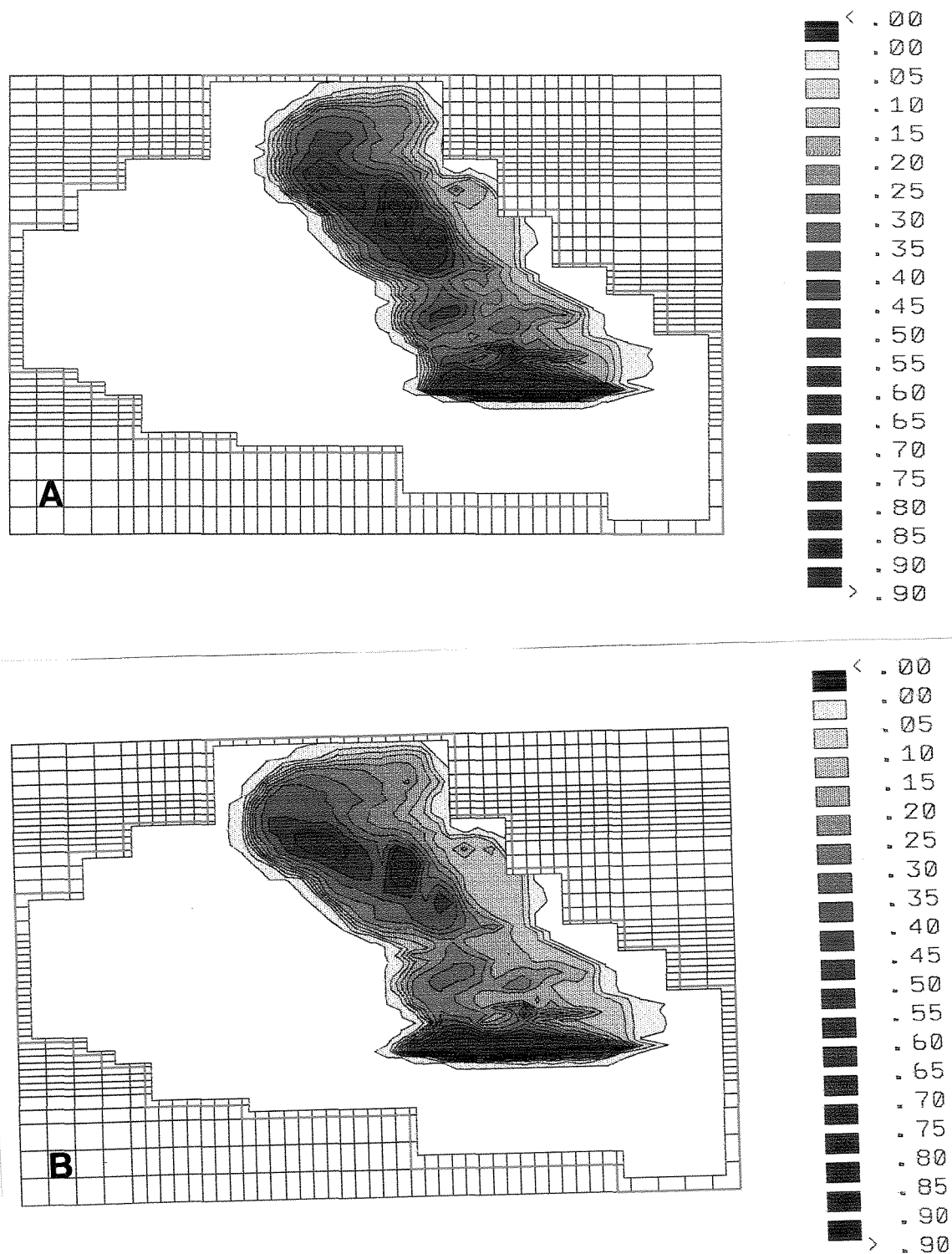


Figura 6.29 - Mapas de saturação de óleo para os tempos 500.000 anos (A) e 1,0 Ma (B), considerando condições hidrodinâmicas. Unidade Açu 3.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

7.1 - Conclusões

O estudo do processo de migração secundária realizado com auxílio de experimentos de laboratório e simulador numérico, nas escalas macroscópica, megascópica e gigascópica, permite concluir que:

Escala Macroscópica

(1) A migração secundária é um processo de transporte de hidrocarbonetos eficiente, que utiliza um volume relativamente pequeno da rocha carreadora durante a etapa de transferência de massa desde a área de captação até a região de aprisionamento. Os ensaios de laboratório demonstraram que a migração se desenvolve através de caminhos preferenciais, formados durante a primeira etapa do processo, que irão definir as rotas de deslocamento do óleo no meio permoporoso;

(2) As velocidades de deslocamento da frente de migração dependem das características texturais do sistema poroso, com reflexos na permeabilidade, bem como da sua inclinação. As maiores velocidades foram obtidas em corpos de prova orientados verticalmente, tendo sido medidos valores mínimos da ordem de 1,3 cm/h, na fração areia fina, e máximos de 30,0 cm/h, na fração areia grossa.

(3) A análise das curvas de velocidade intervalar demonstraram que a migração se desenvolve através de movimentos pulsativos, quando períodos de baixas taxas de deslocamento relativo se intercalam com etapas de deslocamentos elevadas.

(4) O processo de migração lateral é fortemente controlado pela inclinação das

unidades capeadoras. Neste caso, o deslocamento do óleo se dá através das porções superiores da rocha carreadora, ocupando volumes relativamente pequenos do sistema permoporoso;

(5) A presença de heterogeneidades de pequena escala (espessura milimétrica) constituem barreiras significativas de permeabilidade que propiciam o desenvolvimento de zonas de aprisionamento do tipo estratigráfico ao longo da rota principal de migração;

(6) A comparação dos resultados obtidos em laboratório com aqueles alcançados com o simulador numérico, comprovaram a capacidade da modelagem de fluxo em reproduzir o fenômeno da migração secundária. Os melhores resultados foram alcançados quando se considerou o efeito da histerese na curva de pressão capilar;

(7) A simulação realizada em meio poroso com inclinação variada, revelou que os trechos com baixo mergulho provocam um atraso na migração, podendo provocar a ocorrência do fenômeno de preenchimento de uma acumulação na forma de *pulsos de migração*. Tal fenômeno pode explicar a ocorrência de óleo com características físico-químicas diferenciadas, em uma mesma acumulação, que apresentem uma gênese comum;

Escala Megascópica

(1) As heterogeneidades presentes nas rochas reservatórios têm forte controle sobre a forma de preenchimento da acumulação. A extensão dos corpos selantes controla os movimentos verticais de óleo durante o processo de formação de um campo de petróleo, e as heterogeneidades internas das fácies reservatório condicionam a taxa de deslocamento horizontal dos hidrocarbonetos em

subsuperfície.

(2) O processo de preenchimento de uma acumulação também é fortemente controlado pela geometria da unidade capeadora. A modelagem realizada para o Campo de Alto do Rodrigues, revelou que os ápices da estrutura condicionam a forma de avanço da frente de migração;

(3) O preenchimento de um campo de petróleo se dá em duas fases distintas. Na primeira, a frente de migração alcança os limites da área de aprisionamento, com saturações de óleo relativamente baixas (20% a 30%), sendo controlada essencialmente pela geometria da área fechada. Na segunda, se desenvolve o processo de concentração do óleo, quando os valores máximos de saturação são controlados pelas pressões capilares características tanto das fácies selantes como das reservatórios;

(4) A modelagem realizada no Campo de Alto do Rodrigues revelou que a acumulação foi formada em um espaço de tempo de aproximadamente 250.000 anos, o que resulta numa taxa de acumulação da ordem de $179 \text{ m}^3/\text{ano}$, considerando-se um volume de óleo in place de 44,8 milhões de metros cúbicos.

Escala Gigascópica

(1) O simulador numérico reproduziu de forma satisfatória a migração em escala de bacia, com a geometria do topo da Formação Açu tendo forte controle sobre a definição das principais rotas de migração;

(2) As taxas de deslocamento da frente de migração variaram entre 3,0 cm/ano e 7,0 cm/ano;

(3) As principais acumulações de óleo hoje encontradas na parte emersa da

Bacia Potiguar, em reservatórios da Formação Açu, foram preenchidas no intervalo de tempo situado entre 1,0 Ma e 5,0 Ma, após o início da migração secundária;

(4) A modelagem sugere a ocorrência de duas áreas principais de escape de óleo em direção às bordas da Bacia. A primeira, situa-se no flanco noroeste da Plataforma de Aracati (área de Fazenda Belém); e a segunda, no flanco sul do *trend* de Carnaubais.

7.2 - Recomendações

As diferenças de velocidades de migração verificadas para as escalas de laboratório (macro), campo (mega) e bacia (giga), evidenciam a necessidade de se analisar o processo de deslocamento dos hidrocarbonetos nos sistemas permoporosos considerando-se fatores de escala adequados, que possibilitem extrapolar os resultados alcançados de forma correta. Estas transferências de escala são feitas obedecendo leis apropriadas, conforme demonstram os estudos realizados por Rapoport (1955) e Geertsma et alii (1956).

Nos trabalhos de modelagem da migração recomenda-se uma atenção especial para o tratamento dos dados de pressão capilar e permeabilidade relativa. Os testes de sensibilidade realizados no presente estudo indicam que devem ser considerados os efeitos de histerese na simulação de fluxo, como forma de aperfeiçoamento dos parâmetros que se deseja quantificar (velocidade de deslocamento da frente de migração e saturações de óleo). Tais aspectos são discutidos por Jerauld & Salter (1990) e Hawkins & Bouchard (1992).

Considerando-se que o processo de migração secundária se desenvolve em um

ambiente onde ocorrem variações de temperatura e pressão ao longo do tempo, é recomendável a utilização de simuladores térmicos e composicionais para uma análise mais completa do fenômeno. No presente estudo optou-se pela utilização de um simulador do tipo *black oil* em função dos objetivos pretendidos, que disseram respeito à análise da dinâmica do processo de migração secundária, com ênfase para a quantificação da velocidade de deslocamento do óleo em subsuperfície.

Para uma análise mais detalhada do impacto das condições hidrodinâmicas de uma bacia na migração secundária, com reflexos no posicionamento dos contatos óleo-água nas áreas de aprisionamento, recomenda-se a realização de estudos em escala de campo (mega-escala), com a utilização de malhas refinadas. Isto porque, nas simulações em escala regional não é possível avaliar o grau de inclinação dos contatos, devido às dimensões das células utilizadas (milhares de metros).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ASCHENBRENNER, B. C. & ACHAUER, C. W. Minimum conditions for migration of oil in water-wet carbonate rocks. *AAPG Bulletin*, V.44, 1960, p. 235-243.
- BEARD, D.C. & WEYL, P.K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. *AAPG Bulletin*, V. 57, No. 2, 1973, p. 349-369.
- BERG, R.R. Oil column calculations in stratigraphic traps. *Gulf Coast Assoc. Geol. Soc. Trans.*, V. 22, 1972, p. 63-66.
- BERG, R.R. Capillary pressure in stratigraphic traps. *AAPG Bulletin*, V. 63, No. 5, 1975, p. 939-956.
- BERTANI, R.T.; BARROCAS, S.L.S.; SOUZA Jr., O.G.; AQUINO, P.A.; PIERETTI, V.T.; SILVA, M.L.F.; BONET, E.J.; SOUZA, M.S.; JOCHIMECK, M.R.; MILANEZ, P.V.A. Estudo de geologia de reservatório do Campo de Estreito/Rio Panon - Bacia Potiguar. Natal, PETROBRÁS/DEBAR/CENPES. 1985. (Relatório Interno).
- BERTANI, R.T.; NETO, A.F.A.; MATOS, R.M.D. O habitat do petróleo e as perspectivas exploratórias da Bacia Potiguar emersa. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro. 1 (1):41-9, 1987.
- BERTANI, R.T.; COSTA, I.G. & MATOS, R.M.D. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar. In: *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1990. 415 p., p. 291-310.
- BORBA, B.F.L. Campo de alto do Rodriues / São Luis ; III Relatório de Acompanhamento. Natal. PETROBRÁS / RPNS , 1989. (Relatório Interno).

- BOIS, C.; BOUCHE, P. & PELET, R. Global geologic history and distribution of hydrocarbon reservs. *AAPG Bulletin*, V. 66, N. 9, 1982, p. 1248-1270.
- BRAESTER, C.; FLIGELMAN, H. & KASHAI, E. Hydrocarbon accumulations on the Dead Sea Graben: A simulation approach. *Journal of Petroleum Geology*, V. 14, No. 2, 1991, p. 181-196.
- BUCKLEY, S.E. & LEVERETT, M.C. Mechanism of fluid displacement in sands *A.I.M.E. Transactions*, V. 146, 1942, p.107-116.
- BURRUS, J.; KUHFUSS, B.; DOLIGEZ, B. & UNGERER, P. Are numerical models useful in reconstruction the migration of hydrocarbons? In: ENGLAND, W.A. & FLEET, A.J., eds., *Petroleum Migration* - Geological Society Special Publication, No. 59. London. 1991. p.89-109.
- CARTMILL, J.C. & DICKEY, P.A. Flow of a disperse emulsion of crude oil in water through porous media. *AAPG Bulletin*, V. 54, No. 12, 1970, p. 2438-2447.
- CASTRO, J.C.; BARROCAS, S.L.S. & LIMA, H.P. Fácies, diagênese e modelos de acumulação da Formação Açu, parte emersa da Bacia Potiguar. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/CENPES. 1981. (*Relatório Interno*).
- CATALAN, L.; XIAOWEN, F.; CHATZIS, I. & DULLIEN, A.L. An experimental study of secondary oil migration. *AAPG Bulletin*, V. 76, No. 5, 1992, p.638-650.
- COATS, K.H. & DEMPSEY, J.R. The use of vertical equilibrium in two dimensional simulation of three-dimensional reservoir performance. *SPE Transactions*, V. 251, 1971, p. 63-71.

- CONCEIÇÃO, L.A.Z.; BARROCAS, S.L.; SILVA, E.J.B.; GUSSO, G.L.N.; SANTOS, M.A.A.; SOUZA, M.S.; SILVA, M.L.F.; BALLIN, P.R.; CAMOLEZE, Z. Projeto Alto do Rodrigues. Natal, PETROBRÁS/DEBAR/CENPES. 1984. (*Relatório Interno*).
- CORDELL, R.J. How oil migrates in clastic sediments. *World Oil Journal*, 1976, p.107-126.
- COSTA T.B. Correlação entre gradiente de temperatura e litologia da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32, Salvador, 1982. *Anais ... Salvador, SBG. V. 4, p. 1581-1591.*
- COOK, C.W. Study of capillary relationships of oil and water. *Economic Geology* V.18, 1923, p. 167-172.
- CYPRIANO, J.L. & NUNES, A.B. Geologia da Bacia Potiguar. PETROBRÁS DEXPRO, Rio de Janeiro, 1968, 74 p. (*Relatório Interno*).
- DAHLBERG, E.C. *Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration*. Springer-Verlag, New York, 1982, 161 p.
- DAVIS, R.W. Analysis of hydrodynamic factors in petroleum migration and entrapment. *AAPG Bulletin*, V. 71, No. 6, 1987, p. 643-649.
- DEMBICKI Jr., H. & ANDERSON, M.J. Secondary migration of oil : Experiments supporting efficient movement of separate, buoyant oil phase along limited conduits. *AAPG Bulletin*, V.73, No. 8 (August 1989), p. 1018-1021.
- DURAN, B.; UNGERER, P.; CHIARELLI, A. & OUDIN, J.L. Modelling of oil migration - Application to two examples of sedimentary basins. *Proceedings*, 11th

- World Petroleum Congress, London, 1983, p. 3-15.
- EIRAS, J.F. Processos de migração e acumulação de hidrocarbonetos na Formação Açu, Bacia Potiguar, Nordeste do Brasil. Natal: PETROBRÁS/DEBAR/DINTER, 1991, 48 p. (*Relatório Interno*).
- ENGLAND, W.A; MACKENZIE, D.M.; MANN, D.M. & QUIGLEY, T.M. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. *Journal of the Geological Society*, V. 144, 1987, p. 327-347.
- FERREIRA, J.V. Petrologia e diagênese dos arenitos oelíferos da Formação Açu no Campo de Alto do Rodrigues. *Dissertação de Mestrado*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto, DEGEO. 1984. 137 p.
- FERREIRA, J.C. Modelo de circulação de águas meteóricas nas bacias da margem continental brasileira. *Boletim de Geociências. PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, 1993. 7(1.4), p. 147-156.
- FORTES, F.P. O Pré-cambriano e as rochas básicas na tectônica da Bacia Potiguar Natal, PETROBRÁS/DEBAR/DINTER. 1984. (*Relatório Interno*).
- FORTES, F.P. Mapa geológico da Bacia Potiguar. 1:100.000. A origem da Bacia mesozóica do Apodi como decorrência do ciclo tecto-orogênico Brasileiro. Natal, PETROBRÁS/DEBAR/DINTER/SEBAT. 1987. 116 p. (*Relatório Interno*).
- GALEY, J.T. The anticlinal theory of oil and gas accumulation: Its role in the inception of the natural gas and modern oil industries in North America. In: DRAKE, E.T. & JORDAN, W.M., eds., *Geologists and Ideas: A history of North American Geology*. Geological Society of America, Centennial Special Volume 1, 1985, p.423-442.

- GARVEN, G. A hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin. *American Journal of Science*, Vol. 289, No. 2, 1989, p. 105-166.
- GEERTSMA, J.; CROES, G.A. & SCHWARTZ, N. Theory of dimensionally scaled models of petroleum reservoir. *A.I.M.E. Transaction*, V. 207, 1956, p. 118-127
- GUILLEMONT, J. *Geologia del Petroleo*. Paraninfo, Madrid, España, 1971, 398 p.
- GUSSO, G.L.N. Comentários gerais sobre o trend de Carnaubais. Natal. PETROBRÁS/DEBAR/DINTER, 1989. (*Relatório Interno*).
- GUSSOW, W.C. Differential entrapment of oil and gas: a fundamental principle. *AAPG Bulletin*, V. 38, 1954, p.816-853.
- HAWKINS, J.T. & BOUCHARD, A.J. Reservoir-engineering implications of capillary-pressure and relative-permeability hysteresis. *The Log Analyst*, July-August, 1992, p. 415-420.
- HAINES, W.B. Studies in physical properties of soils: V. The hysteresis effect effect in capillary properties and the modes of moisture distribution associated therewith. *Journal of Agricultural Science*, V.20, 1930, p. 97.
- HORVITZ, L. Near-surface evidence of hydrocarbon movement from depth. In: ROBERTS, W.H. & CORDEL, R.J., eds., Problems of petroleum migration. *AAPG Studies in Geology*, N. 10, 1980, p. 241-269.
- HOBSON, D.G. *Some fundamentals of petroleum geology*. Oxford University Press, London, 1954, 139 p.

HUBBERT, M. K. The theory of ground-water motion. *Journal of Geology*, V. 48, No. 8, 1940, p. 785-944.

HUBBERT, M. K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *AAPG Bulletin*, V. 37, No. 8, 1953, p. 1954-2026.

HUNT, T.S. Notes on the history of petroleum or rock oil. *Smithsonian Institution Annual Report*, 1861, p.233-329.

HUNT, T.S. Petroleum. *Geological Survey of Canada, Report of Progress, 1863 to 1866*. 1866, p. 233-262.

ILLING, V.C. Some factors in oil accumulation. *Institute of Petroleum Journal*, V. 25, No. 186, 1939, p. 201-225.

INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS DO ESTADO DE SÃO PAULO
S.A. O aquífero Açú. In: *Estudo hidrogeológico regional detalhado do Estado do Rio Grande do Norte*. São Paulo, IPT, V.2, 1980, p.1031-1041.

JABOUR, H, & NAKAIAMA, K. Basin modeling of Tadia Basin, Morrocco, for hydrocarbon potential. *AAPG Bulletin*, V.72, No. 9, 1988, p. 10509-1073.

JERAULD, G.R. & SALTER, S.J. The effect of pore-structure on hysteresis in relative permeability and capillary pressure: pore-level modeling. *Transport in Porous Media*, V. 5, 1990, p. 103-151.

KIANG, C.H. & KOWSMANN, R.O. Aplicação dos conceitos de subsidência térmica na definição da época de geração na Bacia Potiguar mar. Rio de Janeiro: PETROBRÁS. CENPES/DIVEX/DIGER. Comunicação Técnica SEGEL 006/83, 1983, p. 86-94. (*Relatório Interno*).

- LEHNER, F.K.; MARSAL, D.; HERMANS, L. & VAN KUYK, A. A model of secondary hydrocarbon migration as a buoyancy-driven separate phase flow. In: DOLIGEZ, B., eds., *Migration of Hydrocarbons in Sedimentary Basins*. Paris, Éditions Technip., 1987, p. 457-471
- LEVORSEN, A. I. & BERRY, F. A. F. *Geology of Petroleum*, 2nd ed, Freeman, San Francisco, 1967, 724 p.
- LIMA, C.C & LIMA NETO, F.F. A estruturação pós-rift da Bacia Potiguar e a acumulação de petróleo. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/DEBAR. 1993. (*Relatório Interno*).
- LIMA, C.C.; BENTZ, C.M.; FONSECA, L.E.N; LIMA NETO, F.F. & GUSSO, G.L.N. Correlações entre a direção do campo de tensões Neotectônicas, a topografia e estruturas geológicas na Bacia Potiguar. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/DEBAR. 1993. (*Relatório Interno*).
- LIMA NETO, F. F. Hidrogeologia da Bacia Potiguar - aplicações da hidrodinâmica à prospecção de petróleo. In: *I Seminário de Interpretação Exploratória*: Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEPEX, 1989, p. 271-277.
- LIMA NETO, F.F. Geologia da Bacia Potiguar e de suas acumulações de petróleo (notas de aula). Natal: PETROBRÁS/DEBAR. 1993. 33 p.
- LIMA NETO, F.F.; SOUZA, C.J.; TEIXEIRA, I.E.M. & SOUTO FILHO, J.D. Atualização do estudo hidrodinâmico da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36, Natal, RN. Anais ... Natal, SBG, 1990, V.2, p. 1031-1041.

- MARTIN, J.C. Some mathematical aspects of two-phase flow with applications to flooding and gravity segregation problems : *Prod. Month.*, 1958, V. 22.
- MATTAX, C.C. & DALTON, R.L. *Reservoir Simulation*. SPE Monograph Series, Richardson, TX, 1990. 173 p.
- MATOS, R.M.D. Sistema de Riftes cretáceos do Nordeste Brasileiro. PETROBRÁS /DEPEX/ DEBAR. 1987. 34 p. (Relatório interno).
- McAULIFFE, C.D. Oil and gas migration - chemical and physical constraints. *AAPG Bulletin*, V. 63, No. 5, 1979, p.761-781.
- MELLO, M.R.; CERQUEIRA, J.R.; SOLDAN, A.L. & ARARIPE, P.T. Avaliação geo-química da plataforma continental da Bacia Potiguar. Rio de Janeiro: PETROBRÁS. CENPES. 1984, 26 p. (Relatório Interno).
- MELLO, M.R. Geochemical and molecular studies of the depositional environments of source rocks and their derived oil from the Brazilian marginal basins: ph.D. Thesis, University of Bristol, Bristol, England, 1988, 270 p.
- MILLER, R.G. The global oil system : the relationship between oil generation, loss, half-life, and the world crude oil resource. *AAPG Bulletin*, V.76, 1992, p.489-500.
- MILS, R.van E. Experimental studies of subsurface relationship in oil and gas fields. *Economic Geology and the Bulletin of the society of Economica Geologists*, V.15, 1920, p.398-421.
- MUNN, M. J. The anticlinal and hydraulic theories of oil and gas accumulation. *Econ. Geology*, V. 4, 1909, p. 509-529.

NAKAYAMA, K. Hydrocarbon-expulsion model and its application to Niigata Area, Japan. *AAPG Bulletin*, V.71, No. 7, 1987, p. 810-821.

NAKAYAMA, K. & LERCHE, I. Two-dimensional basin analysis. In: DOLIGEZ, B. *Migration of hydrocarbons in sedimentary basins.*, Editions Technip, Paris, 1987, p. 597-611.

NEGLIA, S. Migration of fluids in sedimentary basins. *AAPG Bulletin* V.63, No. 4, 1979, p. 573-597.

NEVES, C.A.O. Análise regional do trinômio geração - migração - acumulação de hidrocarbonetos da sequência continental Eocretácica da Bacia Potiguar emersa - nordeste do Brasil. *Dissertação de Mestrado*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto/DEGEO. 1987. 71 p.

NOLLA, F.R. Atualização do estudo dos arenitos reservatórios da unidade 3 da Formação Açú - Campo de Alto do Rodrigues, Bacia Potiguar Emersa. Natal: PETROBRÁS/DEBAR/SELAG, Nota Técnica 001/92, 1992, 18 p. (*Relatório Interno*)

PEACEMAN, D.W. *Fundamentals of numerical reservoir simulation*. Elsevier, New York, USA, 1st ed., 1977, 176 p.

PEREIRA, C.A.F. Petrologia e diagênese dos arenitos da unidade Açú-4 na Formação Açú (Ksup) ao longo da linha de charneira de Areia Branca, Bacia Potiguar, Rio Grande do Norte. *Dissertação de Mestrado*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto / DEGEO. 1991. 197 p.

PERKINS JR., P.M. & COLLINS R.E. Scaling laws for laboratory flow models of oil reservoirs. *A.I.M.E. Transaction*, V. 230, 1960, p. 383-385.

PETROLEUM RESEARCH CORPORATION (PRC) Capillary pressure under hydrostatic and hydrodynamic conditions. Denver, Colorado. *Research Report A-2*. 1958. 34 p.

PETROLEUM RESEARCH CORPORATION (PRC) Reservoir pinchouts : Sieves or seals?. Denver, Colorado. *Research Report A-5*. 1959a. 58 p.

PETROLEUM RESEARCH CORPORATION (PRC) Hydrodynamic exploration for structural traps. Denver, Colorado. *Research Report A-13*. 1959b. 41 p.

PETROLEUM RESEARCH CORPORATION (PRC) Oil and gas migration through reservoir rocks. Denver, Colorado. *Research Report A-14*. 1959c.

PETROLEUM RESEARCH CORPORATION (PRC) Hydrodynamic exploration for stratigraphic traps. Denver, Colorado. *Research Report A-10*. 1960a. 31 p.

PETROLEUM RESEARCH CORPORATION (PRC) Exploration applications of oil and gas differential entrapment. Denver, Colorado. *Research Report A-15*. 1960b.

PETROLEUM RESEARCH CORPORATION (PRC) Hydrostatic and Hydrodynamic traps develop or abandon?. Denver, Colorado. *Research Report A-7/A-8*. 1961. 48 p.

PREDA, W.N.; PEREIRA, I.M.; RAMOS, E.M.; LINDENMEYER, R. & NOLLA, F.R. Análise integrada dos reservatórios da zona I no Campo de Alto do Rodrigues, Bacia Potiguar. Natal, PETROBRÁS / DEBAR, 1992. (*Relatório Interno*).

PRYOR, W.A. Permeability-porosity patterns and variations in some Holocene sand sand bodies. *AAPG Bulletin*, V. 57, N0. 1, 1973, p. 162-189.

- RAPOPORT, L.A. Scaling laws for use in design and operation of water-oil flow models. *A.I.M.E Transactions*, V. 204, 1955, p. 143-150.
- REBOUÇAS, A.C.; MANOEL FILHO, J. & BENOIT, H. Bacia Potiguar - estudo Hidrogeológico. Série: Brasil, SUDENE, *Hidrogeologia*, 15. Recife, 1967.
- RICH, J.L. Moving underground water as a primary cause of the migration and accumulation of oil and gas. *Economic Geology*, V.16, No. 6, 1921, p. 347-371.
- RIZZO, J.G.; PANTOJA, J.L. & PESSOA, J. Aspectos temporais da geração, migração secundária, trapeamento e preservação de hidrocarbonetos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETROLEO, 4, Rio de Janeiro, *Anais ... V.1*, 1990, p. 01-13.
- RODRIGUES, R., FRANÇOLIN, J.B.L. & LIMA, H.P. Avaliação geoquímica preliminar da Bacia Potiguar terrestre. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, CENPES/DEBAR, 1983. (*Relatório Interno*).
- ROSTRON, B.J. Numerical simulation of oil migration through a lenticular reservoir. *Msc Thesis*, University of Alberta, Alberta, Canada, 1990, 153 p.
- ROSTRON, B.J. Numerical simulations of how cap-rock properties can control differential entrapment of oil. 68th Annual Tech. Conf. and Exhib. of the SPE, Houston, Texas, USA, *paper SPE 26442*, 1993, p. 263-275.
- SAMPAIO, A.V. & SCHALLER, H. Introdução à estratigrafia cretácea da Bacia Potiguar. *Boletim Interno da PETROBRÁS*, V. 11, No.1, 1968, p. 19-44.
- SANTOS, J. et alii *Determinação de movimento de água subterrânea na Bacia Potiguar a partir de perfilagem de temperatura*. Relatório Final. Natal, UFRN, 1982, 23p.

- SANTOS NETO, E.V.; MELLO, M.R. & RODRIGUES, R. Caracterização geoquímica dos óleos da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36, 1990, Natal: *Anais ...* Natal: SBG, 1990, V. 2, p. 974-985.
- SANTOS NETO, E.V.; MELLO, M.R. & RODRIGUES, R. Nova Proposta exploratória para a Bacia Potiguar, baseada em estudos geoquímicos. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, CENPES, 1989. (*Relatório Interno*).
- SANTOS NETO, E.V.; LIMA NETO, F.F. & TAKAKI, T. Geração, migração e acumulação dos petróleos no alinhamento de Carnaúba e Alto de Macau - Bacia Potiguar. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, CENPES/DEBAR, 1993, no prelo. (*Relatório Interno*).
- SCHOWALTER, T.T. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment. *AAPG Bulletin*, V.63, No. 5, 1979, p.723-760.
- SCHOWALTER, T.T. & HESS, P.D. Interpretation of subsurface hydrocarbon shows. *AAPG Bulletin*, V.66, No. 9, 1982, p.1302-1327.
- SHAW, E.W. The absence of water in certain sandstones of the Appalachian oil fields. *Economic Geology*, V. 12, 1917, p. 610-628.
- SIDDIQUI, F.I. & LAKE, L.W. A dynamic theory of hydrocarbon migration. *Mathematical Geology*, V. 24, No. 3, 1992, p. 305-325.
- SURDAM, R.C.; BOESE, S.W. & CROSSEY, L.J. The chemistry of secondary porosity. In : McDONALD, D.A. & SURDAM, R.C., eds., *Clastic diagenesis*, Tulsa, Okla., Am. Assoc. Petrol. Geol. Mem. 37, 1984, p.127-149.
- SYLTA, O. Modelling of secondary migration and entrapment of a

- multicomponent hydrocarbon mixture using equation of state and ray-tracing modelling techniques. In: *Petroleum Migration, Geological Special Publication, No. 59*. London: Geological Society, 1991, p.111-122.
- SOUTO F^o., J.D. & PENNA F^o., W. Geotermia da Bacia Potiguar e seu relacionamento com as condições de geração e acumulação de hidrocarbonetos. Natal, PETROBRÁS/DEBAR/DIRGEO. 1984. (*Relatório Interno*).
- SOUZA, S.M. Atualização da litoestratigrafia da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32., Salvador, 1982. *Anais ...* Salvador, SBG, V. 5, p. 2392-2406.
- SOUZA, O.R.; SOUTO FILHO, J.D. & LIMA NETO, F.F. Acumulações de petróleo sob condições hidrodinâmicas na Bacia Potiguar. PETROBRÁS/DEPEX/DEBAR. 1983, 41 p. (*Relatório Interno*).
- SOUZA, O.R.; SOUTO FILHO, J.D. & LIMA NETO, F.F. Acumulações de petróleo sob condições hidrodinâmicas na Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33, Rio de Janeiro, 1984. *Anais ...* Rio de Janeiro, SBG, V. 5, p. 1395-1409.
- SOUZA, M.S. Fatores diagenéticos de controle das qualidades de reservatório da Formação Açu (Ksup) no Campo de Estreito/Rio Panon, Bacia Potiguar - RN. *Dissertação de Mestrado*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto/DEGEO. 1988. 89 p.
- TEIXEIRA, I.E.M. Caracterização Hidrogeoquímica da Formação Açu. In: Seminário Técnico de Operações Geológicas, 3, 1991. *Anais ...* Cabo Frio. PETROBRÁS/DEPEX. V. 2, p. 541-556.

- TIBANA, P. & TERRA, G.J.S. Sequências carbonáticas do Cretáceo da Bacia Potiguar Rio de Janeiro, *Boletim Técnico Petrobrás*, V. 24; No. 3, 1981, p. 174-183.
- TIRATSOO, E.N. *Petroleum Geology*. Methuen and Co. Ltd, London, 1951, 449 p.
- TISSOT, B.P. & WELTE, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*, 2nd edition, Springer-Verlag, Berlin, 1984, 699 p.
- TÓTH, J. A theory of groundwater motion in small basins in Central Alberta. *Canad. Journ. of Geophys. Research*, V. 67, No. 11, 1962, p. 4375-4387.
- TÓTH, J. Cross formational gravity-flow of groundwater: a mechanism of the transport and accumulation of petroleum (The generalized hydraulic theory of petroleum migration). In: ROBERTS III, W.H & CORDELL, R.J., eds., *Problems of petroleum migration*. Tulsa, AAPG, 1979, p.121-167.
- TÓTH, J. & RAKHIT, K. Exploration for reservoir quality rock bodies by mapping and simulation of potentiometric surface anomalies. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, V. 36, No. 4, 1988, p. 362-378.
- TRINDADE, L.A.F. Geochemical assessment of petroleum migration and mixing in Potiguar and Sergipe-Alagoas basins, Brazil: *Ph.D. thesis*, Stanford University, Stanford, California, 1992, 238 p.
- TRINDADE, L.A.F.; BRASSEL, S.C. & SANTOS NETO, E. V. Petroleum migration and mixing in Potiguar Basin, Brazil. *AAPG Bulletin*, V. 76, No.12, 1992, p.1903-1924.
- UNGERER, P.; DOLIGEZ, B.; CHENET, P.Y.; BURRUS, J.; BESSIS, F.; LAFARGUE, E.; GIROIR, G. HEUM, O. & EGGEN, S. A 2-D model of basin

scale petroleum migration by two-phase fluid flow application to some case studies. In: DOLIGEZ, B., ed., *Migration of Hydrocarbons in Sedimentary Basins*. Paris, Éditions Tecnip., 1987, p.415-455.

UNGERER, P.; BURRUS, J.; DOLIGEZ, B.; CHÉNET, P.Y. & BESSIS, F. Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, and migration. *AAPG Bulletin*, V.74, No. 3, 1990, p. 309-335.

UREN, L.C. & EL-DIFRAWI, A.H. Capillary retention of petroleum in unconsolidated sands. *AIIME Petroleum Transactions*, V. 86, 1927, p. 70-98.

VAN THUYL, F.M. & BECKSTRON, W. The migration and accumulation of petroleum and natural gas. *Quart. Colorado Sch. Mines*, Vol. 40, N. 01, 1945, 111p.

VASCONCELOS, E.P.; LIMA NETO, F.F. & ROOS, S. Unidades de correlação da Formação Açú, Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36, Natal, RN, 1990. *Anais ... V.1*, 1990, p. 227-240.

WASBURNE, E. W. Capillary Concentration of gas and oil. *AIIME Transaction*, V. 50, 1914, p.831.

WEBER, K.J. How heterogeneity affects oil recovery. In: LAKE, L.W. & CARROL, H.B., eds., *Reservoir Characterization*. Orlando, Flórida, USA: Academic Press Inc., 1986, p.487-544.

WELTE, D.H. & YUKLER, M.A. Petroleum origin and accumulation in basin evolution - A quantitative model. *AAPG Bulletin*, V. 65, No. 8, 1981, p. 1387-1396.